

Univerzita Karlova

Přírodovědecká fakulta

Studijní program: Geologie

Studijní obor: Geotechnologie



Vojtěch Pospíchal

Zakládání větrných elektráren v moři

Foundations of offshore wind turbines

Bakalářská práce

Vedoucí bakalářské práce: Mgr. Jan Jerman, M.Sc.

Praha, 2021

Prohlášení:

Prohlašuji, že jsem závěrečnou práci zpracoval/a samostatně a že jsem uvedl/a všechny použité informační zdroje a literaturu. Tato práce ani její podstatná část nebyla předložena k získání jiného nebo stejného akademického titulu.

V Praze dne

.....

Vojtěch Pospíchal

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval svému vedoucímu bakalářské práce Mgr. Janovi Jermanovi, M.Sc. za možnost výběru atraktivního tématu, přátelský přístup, trpělivost a přínosné rady tvorbě práce. Dále bych rád poděkoval přátelům a rodině za jejich podporu během studia.

Abstrakt

Tato bakalářská práce se zabývá zakládáním větrných elektráren v moři. V úvodní části je nastíněna současná světová energetická situace a potřeba generování více energie z obnovitelných zdrojů. Poptávka elektrické energie je stále větší a fosilní paliva čelí nevyhnutelnému vyčerpání. Mořská větrná energie má potenciál stát se jejich čistou alternativou. Dále je zdůrazněn význam průzkumu mořského prostředí, který je nezbytný pro efektivní návrh projektu. Stěžejní část práce se zabývá budováním a navrhováním základů pro větrné turbíny v moři. Jsou popsány různé typy základových konstrukcí s důrazem na nejpoužívanější typ *monopile*, které jsou popsány od metod základních (p-y) až po velmi pokročilé (MKP). Poté jsou uvedeny jevy mořského prostředí, které na turbínu působí zatěžujícími účinky. Proto je důležité zajistit, aby základové konstrukce dostatečně odolávaly vertikálním a horizontálním zatížením. Následuje popis zastoupení mořské větrné energie ve světě a Evropě spolu se současným vývojem a budoucími výhledy. A na závěr práce jsou zmíněny významné projekty, které získávají energii z mořských větrných zdrojů.

Abstract

This bachelor thesis describes foundations for *offshore* wind power plants. The introductory part outlines the current global energy situation and the need to generate more clean energy from renewable sources. The demand for electricity is growing and fossil fuels are facing inevitable depletion. *Offshore* wind energy has the potential to become an alternative. The importance of marine exploration, which is essential for effective project design, is also emphasized. The main part reviews designing and building the foundations for the wind turbines in the sea. The thesis describes various types of foundation structures with emphasis on the most used type *monopile*, which are described from basic (p-y) to very advanced (FE) methods. Next part summarizes phenomena of the marine environment, which have negative effects on turbine operation assessment. Therefore, it is important to ensure that the foundation structures can withstand vertical and horizontal loads sufficiently. This is followed of the presence of *offshore* wind energy in the world and in Europe, together with current developments and future projects. At the end of the work are mentioned important projects that obtain energy from *offshore* wind sources.

OBSAH:

| | | |
|--------|---|----|
| 1 | ÚVOD..... | 1 |
| 2 | PRŮZKUM MOŘSKÉHO PODLOŽÍ..... | 2 |
| 2.1. | TYPY PODLOŽÍ..... | 4 |
| 3 | NAVRHOVÁNÍ VĚTRNÝCH FAREM | 5 |
| 3.1. | VÝBĚR LOKACE VĚTRNÝCH FAREM..... | 5 |
| 3.2. | OPTIMALIZACE ROZLOŽENÍ TURBÍN V SÍTI | 6 |
| 3.3. | VELIKOST A VÝVOJ VĚTRNÝCH FAREM | 6 |
| 4 | KOMPONENTY VĚTRNÉ TURBÍNY | 7 |
| 4.1. | VÝKON TURBÍN | 9 |
| 4.2. | NEJVĚTŠÍ A NEJVÝKONNĚJŠÍ TURBÍNA | 9 |
| 5 | ZÁKLADY OFFSHORE VĚTRNÝCH ELEKTRÁREN | 11 |
| 5.1. | ZÁKLADOVÉ KONSTRUKCE A JEJICH TYPY | 11 |
| 5.1.1. | GRAVITAČNÍ TYP ZÁKLADOVÉ KONSTRUKCE | 13 |
| 5.1.2. | TRIPOD KONSTRUKCE..... | 14 |
| 5.1.3. | KONSTRUKCE TVOŘENY VYZTUŽENÝMI RÁMY..... | 15 |
| 5.1.4. | SUCTION BUCKET FOUNDATION A SACÍ KESONY..... | 16 |
| 5.1.5. | PLOVOUCÍ ZÁKLAD | 17 |
| 5.2. | MONOPILE KONSTRUKCE | 19 |
| 5.3. | METODY PRO NAVRHOVÁNÍ MONOPILE KONSTRUKCI | 20 |
| 5.3.1. | P-Y METODA..... | 21 |
| 5.3.2. | EXPERIMENTÁLNÍ METODA..... | 22 |
| 5.3.3. | POKROČILÉ METODY NÁVRHU PRO MONOPILE | 23 |
| 6 | DRUHY ZATĚŽOVÁNÍ..... | 25 |
| 6.1. | TRVALÁ ZATÍŽENÍ..... | 25 |
| 6.2. | PROMĚNLIVÉ ZATĚŽOVÁNÍ | 25 |
| 6.3. | PŘÍRODNÍ ZATĚŽOVÁNÍ | 25 |
| 6.3.1. | ZATÍŽENÍ VYVOLANÉ VĚTREM | 25 |
| 6.3.2. | HYDRODYNAMICKÉ ZATÍŽENÍ..... | 25 |
| 6.3.3. | PROUDY | 26 |
| 6.3.4. | ZATÍŽENÍ ZPŮSOBENÉ LEDEM | 26 |
| 6.4. | DALŠÍ FAKTORY PŘI NAVRHOVÁNÍ | 26 |
| 6.5. | CYCKLICKÉ NAMÁHÁNÍ..... | 27 |
| 6.6. | INTENZIVNÍ ZATÍŽENÍ..... | 28 |
| 6.7. | VLASTNÍ FREKVENCE TURBÍNY | 29 |
| 7 | SOUČASNÉ ZASTOUPENÍ VE SVĚTĚ | 30 |

| | | |
|--------|---|----|
| 7.1. | ZASTOUPENÍ VĚTRNÉ ENERGIE V EVROPĚ | 31 |
| 7.1.1. | BUDOUCNOST OFFSHORE ENERGIE | 32 |
| 7.1.2. | VÝHLEDY PRO EVROPSKOU VĚTRNOU ENERGII | 32 |
| 7.2. | VÝZNAMNÉ OFFSHORE PROJEKTY VE SVĚTĚ..... | 33 |
| 8 | DISKUSE A ZÁVĚR | 37 |
| 9 | POUŽITÁ LITERATURA | 39 |
| 10 | SEZNAM OBRÁZKŮ | 46 |

1 ÚVOD

Vzhledem k rychlému vývoji ekonomiky a urbanizace po celém světě dochází k výraznému nárůstu poptávky po elektrické energii. Elektrická energie je v současné době vyráběna převážně z fosilních paliv, která se na zemi vyskytují v omezeném množství. Proto dříve či později dojde k vyčerpání jejich zásob. Absence tohoto významného zdroje může vést k tomu, že miliony lidí zůstanou v roce 2040 bez základních energetických služeb (Conti et al., 2016). Spalování fosilních paliv přineslo značné množství emisí CO₂. Pro dosažení nižších emisí uhlíku a delší životnosti výroby energie, se nabízí výroba energie z obnovitelných zdrojů. Podle Petrakopoulou (2016) je obnovitelná energie vhodnou náhradou konvenčních fosilních zdrojů výroby energie a přechod by byl přínosem jak pro ekonomiku, tak pro životní prostředí.

Větrná energie je považována za jeden z nejslibnějších typů ze všech obnovitelných zdrojů energie (Wang, 2018). Mezi výhody patří nejmenší dopad na životní prostředí, udržitelnost a ekonomická efektivnost. Větrnou energii lze získat jak na pevnině (*onshore*), tak na moři (*offshore*). Přestože *onshore* větrná energie stále dominuje s významnými pobřežními větrnými zdroji, zastoupení mořské větrné energie rapidně roste.

Offshore větrná energie vykazuje lepší potenciál větrných zdrojů. Rychlost větru je v otevřených mořských oblastech rychlejší a stabilnější. Ve srovnání s *onshore* energií může být vítr na moři až 1,2–2krát rychlejší a generovaný elektrický výkon bude 1,7krát vyšší (Kaldellis, 2016). Navíc *offshore* vítr je méně turbulentní s konzistentní rychlostí a směrem větru. Energetický výnos se obecně zvyšuje se vzdáleností od pevniny (Li et al., 2014). Pro efektivnější zdroj větru a minimalizování problémů s vizuálním znečištěním a hlukem, které doprovázely větrné turbíny na pevnině, se větrný průmysl přesunul na moře. Podle International Energy Agency (IEA), je *offshore* větrná energie skrytým zdrojem budoucí světové výroby energie a má potenciál dodat více, než je celková spotřeba energie (IEA, 2019).

Nicméně *offshore* turbíny jsou vystaveny mnohem náročnějšímu mořskému prostředí, proto jsou složitější na instalaci, údržbu a ochranu proti korozi ve srovnání s větrnými turbínami na pevnině. Snyder a Kaiser (2009) tvrdí, že celkové náklady mořských projektů jsou o 30–50% vyšší ve srovnání s *onshore*.

Náplň této bakalářské práce spočívá v literární rešerši a shrnutí informací ohledně zakládání větrných elektráren v moři. Mořské geologické podmínky a jejich typické podloží je přiblíženo spolu s průběhem podmořského průzkumu. Dále se v práci popisují strukturní prvky větrné turbíny a navrhování *offshore* farem, aby bylo dosaženo získání maximálního množství energie a jednoduchosti dopravy a instalace turbíny. Podrobně se věnuje základovým konstrukcím, které jsou vystaveny jedinečným konstrukčním požadavkům. Jsou popsány jednotlivé typy s důrazem na *monopile* konstrukci a metody pro její navrhování. Poté jsou uvedeny různé podmínky zatěžování a současný vývoj trendů získávání *offshore* energie. Závěrem se zmiňují o budoucích výhledech mořské větrné energie a významných projektech.

2 PRŮZKUM MOŘSKÉHO PODLOŽÍ

Dle Koppa (2010) je při navrhování základové konstrukce pro *offshore* větrné turbíny velmi důležité znát stav a vlastnosti mořského dna. Typ a parametry zeminy jsou klíčové faktory pro výběr typu konstrukce, její velikosti a druhu instalace. Cílem průzkumu mořského dna je určení typu zeminy nebo horniny; hloubky a složení půdního profilu. Půdní podmínky tvoří při zakládání zásadní roli. Malhotra (2007) uvádí, že průzkum má při budování enormní význam, protože při neočekávaných půdních podmínkách mohou nastat komplikace a náklady na stavbu prudce vzrůst. Ke zmenšení tohoto rizika je důležité klást náležitý důraz na průzkum.

Kompletní průzkum oblasti se skládá ze 3 částí a jeho provedení probíhá v řádu roků. První část zahrnuje studium literatury týkající se místa stavby, topografických a geologických map. Prochází se případně předešlé průzkumy a další dokumenty, které by mohly pomoci vybrat nejvhodnější území pro stavbu větrné farmy a odhad počátečních nákladů a další podpovrchových průzkumů (Kopp, 2010). Dále by studie měly zahrnovat analýzu rizik případných geohazardů, jako je seismická aktivita nebo možnost vzniku podmořských sesuvů (Vanneste et al., 2014). Studování oblasti lze zahájit v krátkém časovém období a její průběh zabere jeden až několik měsíců v závislosti na velikosti projektu. Náklady na první část průzkumu budou řádově nižší než na ostatní (Randolph a Gourvence, 2017).

V druhá částí průzkumu se podle Malhotry (2007) pokračuje geofyzikálními průzkumy. Zahrnuje batymetrii pro danou hloubku vody a mořského dna, údaje o reflexní seismice a sonar s bočním skenováním topografie mořského dna (*side-scan sonar*).

Batymetrické mapování pomocí echolotů se používá k zjišťování hloubky mořského dna a také poskytuje 3D zobrazení mořského dna. Side-scan sonar je metoda podvodního zobrazování pomocí akustických vln (zvuku). Je generován pulz zvuku a následně se čeká na jeho odrazení ode dna zpátky k vysílajícímu zařízení, kde je zaznamenán. Používá se k efektivnímu vytváření obrazu velkých ploch mořského dna. Kontinuální seismické profilování mořského dna, využívá tažený kombinovaný zdroj a přijímač. Po zpracování dat lze graficky zobrazit geologický řez sedimenty oblasti, která je zkoumána. Tyto metody poskytnou informace o mořském dně a geologických podmínkách. Lze odhalit případné překážky při stavbě základových konstrukcí, jako jsou například různé pukliny nebo propadliny a přítomnost mělkých plynových kapes. Naměřená data jsou kritická pro sestavení kompletního modelu mořského dna a vyhodnocení možnosti vzniku případných geohazardů. Geofyzikální průzkum může probíhat až tři měsíce a průměrné náklady jsou v řádech milionů dolarů (Randolph a Gourvence, 2017).

Příkladem pokročilé metody geofyzikálního průzkumu mořského dna je nový mořský seismický 3D systém s ultra vysokým rozlišením pro podrobný průzkum oblasti, který ve své práci představuje Monrigal et al. (2017). Tento systém má zdroj, který využívá technologii záporného výboje a tím zaručuje stabilní a opakovatelný popis. Vícekanálový záznamový systém se skládá ze čtyř 24 stopových vysílačů s GPS na zdrojích i přijímačích.

Tato metoda poskytuje přesnost decimetru a výslednou síť rozlišení 1 m x 1 m. Systém prokázal svou schopnost efektivně získávat 3D data na otevřeném moři. Schopnost vizualizovat podmořské dno v tomto měřítku nabízí velký potenciál v aplikacích pro *offshore* inženýrství.

V poslední fázi se provádí geotechnický průzkum. Ten obnáší práci na moři i následné testování vzorku z *in-situ* v laboratoři na pevnině. Práce v terénu spočívá v provedení průzkumných vrtů a statických penetračních zkoušek, které určí parametry podloží. Informace z průzkumných vrtů by měly ověřit a zpřesnit výsledky geofyzikálního průzkumu a prvotních studií. Veškerá práce na moři vyžaduje vybudování podpůrné pracovní plošiny, které jsou navrženy účelově na provedení geotechnického průzkumu (Randolph a Gourvenec, 2017).

Lunne (2010) uvádí, že statická penetrační zkouška (*cone penetration test* – CPT) je nezbytnou součástí průzkumu mořského dna. Výsledky CPT jsou zásadní pro stanovení profilu a parametrů podloží pro návrh základové konstrukce. Zkouška spočívá v použití hydraulického přístroje, který vtlačuje hrot kužele do podloží. Průběžně se měří odpor potřebný k proniknutí hrotu při konstantní rychlosti. Naměřený odpor je síla působící proti vnikání kužele a vyjadřuje pevnost podloží. Existují dva způsoby tlačení kuželového penetrometru do mořského dna (Zuidberg et al., 1986; Lunne, 2001). První je provedení z mořského dna až do předem stanovené hloubky. A druhé je zatlačení penetrometru do půdy ve spodní části předem vyvrtaného vrtu.

Vzhledem k tomu, že plochy větrných farem jsou poměrně rozsáhlé, můžeme očekávat rozdílné základové podmínky u jednotlivých turbín. Oblasti jednotlivých farem se mohou výrazně velikostně lišit, proto je důležité pokrýt celé zkoumané území rovnoměrnou bodovou sítí (Kopp, 2010). Penetrační zkoušky a průzkumné vrty by měly zasahovat do hloubek, které budou ovlivněny instalovanou základovou konstrukcí. Malhotra (2007) uvádí hloubky aspoň 3-5 m pod základovou *monopile* konstrukci.

Pro stanovení geotechnických parametrů zeminy a vlastností je potřeba provést laboratorní zkoušky. Po dokončení laboratorních zkoušek se výsledky zaznamenají do zprávy o geotechnickém průzkumu a následně se použijí pro zvolení nejvhodnějšího typu základové konstrukce. Geotechnický inženýr by měl být schopen průběžně upravovat stavební plán na základě změn podmínek (Malhotra, 2007).

Dle Randolpha a Gourvenec (2017) jsou náklady při třetí fázi nejvyšší ze všech částí kvůli velké mobilizaci lodí, budování pracovních plošin a provádění různých vrtných a penetračních testovacích operací. Ve většině případů budou činit několik milionů amerických dolarů. Celkový čas geotechnického průzkumu, od provádění *offshore* operací a onshore laboratorního testování a interpretace dat, často přesáhne celý rok.

Detailní a úplný průzkum mořského dna a jeho podloží je nedílnou součástí pro výběr správné oblasti větrné farmy a zvolení vhodné základové konstrukce. Také pro vyhodnocení rizika případných geohazardů. I přes celkově vysoké náklady a poměrně dlouhé období provedení je naprosto nezbytný a velice důležitý pro celý projekt. Investice do průzkumu jsou výhodné, neboť sníží riziko havárií a v důsledku tím ušetří část nákladů díky efektivnějšímu návrhu projektu.

2.1. TYPY PODLOŽÍ

Randolph a Gourvence (2017) popisují, že kontinentální šelf se může rozkládat několik set kilometrů do moře anebo se nemusí vůbec vyskytovat. Ke zlomu šelfu dochází mezi hloubkou 10 a 500 metrů, nejhlubší jsou mimo zaledněné oblasti a nejmělkčí v korálových oblastech. Vrstvy sedimentu bývají nejhlubší poblíž kontinentů a na středoocéánských hřbetech. V oblastech silných mořských proudů se nenacházejí žádné sedimenty, protože byly odplaveny pryč.

Mořské sedimenty se skládají z drobného materiálu z pevniny a z pozůstatků mořských organismů. Jejich klasifikace se dělí na terrigenní (transportované z pevniny) nebo pelagické (usazující se ve vodě). Terrigenní materiál může být přiváděn řekami, pobřežní erozí nebo ledovcovou činností. Subklasifikace použitá k popisu terrigenních sedimentů je založena na velikosti částic. Sedimenty z pevniny bývají nejčastěji minerály na bázi silikátů jako je křemen a živec, a jsou tvořeny hlavně erozí hornin (litogenní). Pelagické sedimenty jsou obecně jemnozrnné (Randolph a Gourvence, 2017).

Jedná se především o jílovité a písčité sedimenty, v některých regionech karbonátové hlíny (Andersen, 2008). V oblastech s velkými hloubkami se obvykle nachází měkké jemnozrnné dobře vytríděné sedimenty (typicky se jedná o jíly), které byly ukládány relativně pomalu.

Dle Randolpha (2011) obecně platí, že ve větších hloubkách vody je méně energetické prostředí, a tedy větší dominance jemnozrnných sedimentů. Důvodem je, že hrubší terrigenní sedimenty nelze transportovat tak daleko, takže převládají pelagické sedimenty. Také je větší vzdálenost od zdrojů sedimentů na pevnině, a tím tedy menší rychlost sedimentace. Existují ale výjimky v případě kontinentálních svahů, které zasahují do mořských hloubek, kde dochází ke svahovým pohybům. Kaňony jsou další morfologickým prvkem, který přináší na oceánskou pánev sedimenty ve formě písku a štěrku.

Stav sedimentů mořského dna může být normálně konsolidovaný a překonsolidovaný. Nejčastěji jsou pomalu ukládané sedimenty normálně konsolidované. Překonsolidované sedimenty mohou být například pozůstatkem zalednění.

Dle Randolpha (2011) jsou delty řek často místy rychlé sedimentace v relativně mělké vodě.

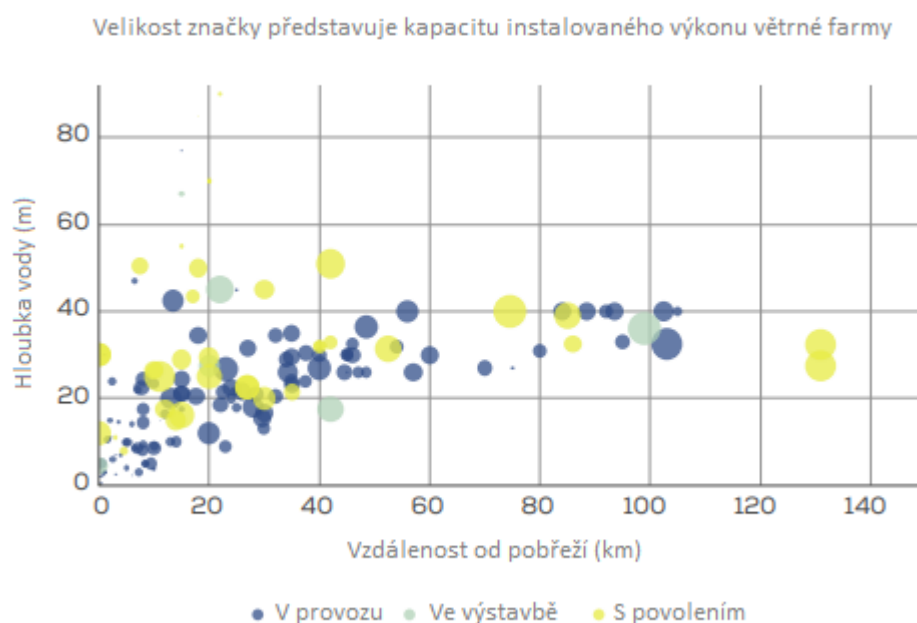
V současné době se budování *offshore* větrných farem provádí především na kontinentálním šelfu, díky malým hloubkám mořské hladiny a blízké vzdálenosti od pobřeží. Jsou ale i případy, kde se zakládají turbíny ve velkých mořských hloubkách pomocí plovoucích plošin a kotvicích systémů, o kterých se zmiňují v kapitole číslo 5.1.5.

3 NAVRHOVÁNÍ VĚTRNÝCH FAREM

3.1. VÝBĚR LOKACE VĚTRNÝCH FAREM

Jednotlivé turbíny bývají společně propojeny pomocí elektrický kabelů tvořící tím společnou síť. Skupina větrných turbín se nazývá větrná farma (Kopp, 2010). Naprostá většina větrných farem se staví na kontinentálním šelfu (kontinentální kůra zasahující pod hladinou moře), dle Wu et al. (2019).

Obvykle se umísťují v zóně 20 x 20 (20 kilometrů od pobřeží a do 20 metrů a méně hluboké vody), uvádí EWEA (2011). S pokrokem technologie a získanými zkušenostmi se *offshore* průmysl přesouvá stále dál od pobřeží, do hlubších vod, s většími farmami.



Obr. 1: Zastoupení větrných farem v Evropě v závislosti se vzdáleností od pobřeží a hloubky vody dle Ramíreze et al. (2020).

Průměrnou hloubku vody a vzdálenost od břehu mořských větrných farem v Evropě můžeme vidět na Obr. 1.

Základní plán pro výběr lokace dle The Scottish Government (2010) bere v potaz rychlost větru, hloubku vody, dostupnost přístavů a rozvodnou elektrickou síť. Průměrná rychlost větru by neměla klesnout pod 8 m/s a oblast budoucí větrné farmy by se měla nacházet 10 až 20 kilometrů od pobřeží. Bohužel lokací není tolik, proto se musí do větších vzdáleností od pobřeží a hlubších vod. Analýza výběru místa nezahrnuje jen ekonomická kritéria, které jsou uvedena v předchozím textu, ale také mořská a ekologická data. Zahrnuje například oceánskou aktivitu, sedimentární prostředí, kvalitu mořské fauny a flory, námořní trasy a rybolovné oblasti (Kim a Park, 2016).

Randolph a Gourvence (2017) zmiňují, že meteorologie a oceánografie dané oblasti poskytnou důležité informace například o mořských proudech, extrémní rychlosti nárazů větru a výšky vln při bouřích, informace o přílivu a odlivu, teplotní poměry a případný výskyt mořského ledu, hurikánů nebo monzunů.

Z prostorového hlediska není výběr lokace mořských větrných farem tak náročný, jako u větrných farem na pevnině. Farmy se nacházejí daleko od hustě obydlených oblastí, aby byl jejich hlukový a vizuální dopad minimalizován. Mnoho států nacházejících se blízko pobřeží jako například Spojené státy, Japonsko a státy západní Evropy u Atlantického oceánu, mají pouze omezené území s hloubkou mořského dna pod 50 metrů, uvádí Wu et al. (2019).

3.2. OPTIMALIZACE ROZLOŽENÍ TURBÍN V SÍTI

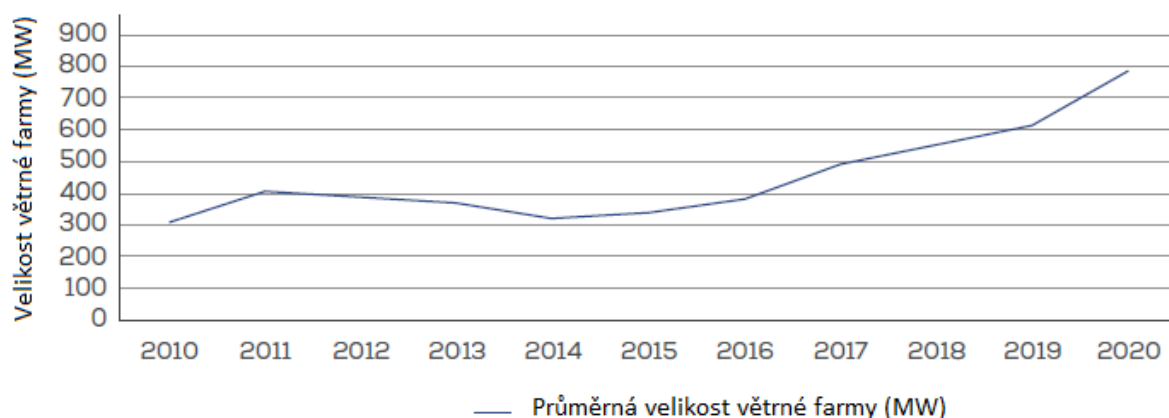
Větrná farma se obvykle skládá z 50 až 150 turbín. Turbíny jsou od sebe umístěny v dostatečných vzdálenostech, aby turbulence od rotorů nezměňovaly výkon další turbíny. Stínění turbín průměrně způsobuje 5-20 % úbytku generované energie. Cíl optimalizace je zredukovat náklady například použitím minimální délky elektrických kabelů, umístění turbín do míst s lepšími půdními podmínkami, zakládání v mělkých hloubkách mořské vody a zároveň zajistit maximální generaci energie. Proto je optimalizace celé větrné farmy velmi důležitá a musí se brát v potaz (Kallehave et al, 2015).

3.3. VELIKOST A VÝVOJ VĚTRNÝCH FAREM

Mořské větrné farmy za posledních pět let neustále rostou. Průměrný výkon evropské *offshore* větrné farmy v roce 2020 je 788 MW, to je o 26% vyšší než předchozí rok. Očekává se další intenzivní nárůst po uvedení nizozemských farem Borssele 1&2 a East Anglia One s výkonem přes 700 MW do plného provozu (Ramírez et al., 2020).

Zatímco v Asii přírůstek nově instalovaného výkonu tvoří 43 % (214MW) a počet turbín se zvýšil o 46 % při instalaci nových 51 turbín, uvádí Díaz a Soares (2020).

Z mého pohledu je zřejmé, že trend výkonu, který můžeme vidět na Obr. 2, bude nadále pokračovat po celém světě. Budou se navrhovat stále větší farmy s vyšším počtem turbín. Také se budou instalovat v čím dál tím větších hloubkách a ve větších vzdálenostech od pobřeží.



Obr. 2: Trend ve výkonu *offshore* elektráren v Evropě dle Ramírez et al. (2020).

4 KOMPONENTY VĚTRNÉ TURBÍNY

Na Obr. 3 můžeme vidět rozdělení větrné turbíny na dvě hlavní části. Tyto části se nazývají podpůrná konstrukce (*support structure*) a základová konstrukce (*foundation structure*). Podpůrná a základová konstrukce zajišťují správnou polohu turbíny, zatímco jsou vystavovány síle přírody v podobě větru a vln. Proto jsou při stavění větrných elektráren v moři kritické. Na Obr. 4 je znázorněno spojení podpůrné konstrukce se základovou pomocí přechodové části (*transition piece*) u mořského dna. V některých případech základová konstrukce slouží zároveň jako podpůrná a je připojena přímo ke stožáru (Malhotra, 2011).

Jednotlivé komponenty větrné turbíny se skládají z rotoru (*rotor*), gondoly (*nacelle*), stožáru (*tower*), přechodové části (*transition piece*), podpůrné konstrukce (*support structure*) a základové konstrukce (*foundation structure*) (Kopp, 2010). Všechny tyto komponenty jsou znázorněny na Obr. 3.

Generátor se nachází v gondole, spolu s ostatními klíčovými elektromechanickými komponenty turbíny, včetně převodovky. Ta je umístěna na vrcholu podpůrné konstrukce, jak můžeme vidět na Obr. 3. Turbína je roztáčena větrem proudícím přes listy rotoru a pohání elektrický generátor, který vytváří elektřinu (Malhotra, 2011).

Tong (2010) uvádí, že rotory moderních turbín se rozdělují na dva typy. Rotory otáčející se kolem horizontální a vertikální osy. Nejpoužívanější je horizontální typ, při kterém je osa rotoru paralelní s větrným proudem. Jeho výhody spočívají ve velké účinnosti, vysokém výkonu a nízké *cutt-off* (ztrátové) rychlosti. Nevýhoda tohoto typu je správná orientace turbíny na směr větru, kterou vertikální typ nedisponuje.

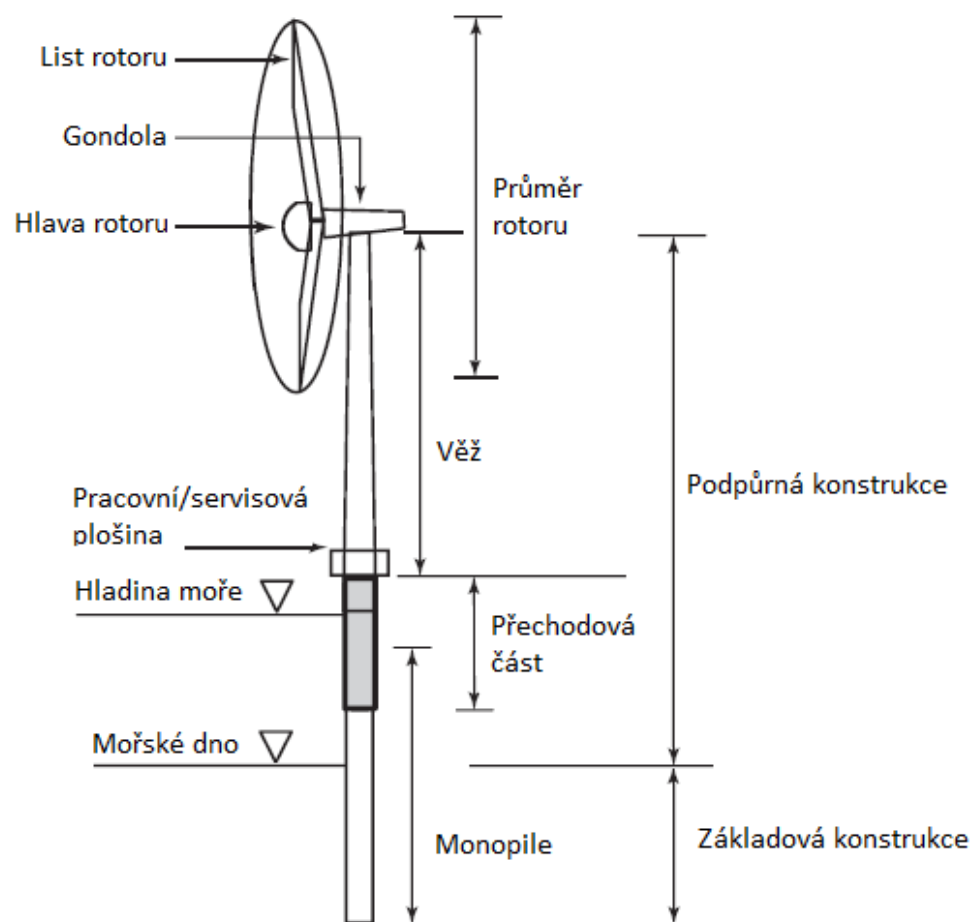
Dle EWEA (2011) většina instalovaných turbín od roku 1990 do 2010 mají průměr rotoru od 40 do 150 metrů.

Rotor větrné turbíny je nejčastěji tvořen třemi listy, které jsou nejméně namáhány gyroskopickými momenty. Při běžném provozu větrné turbíny jsou listy rotoru vystaveny enormnímu dynamickému zatížení. Rotorové listy jsou duté a vyrábí se z epoxidové pryskyřice a skelných vláken. Množství vyrobené větrné energie je závislé na aerodynamickém profilu rotoru (Tong, 2010).

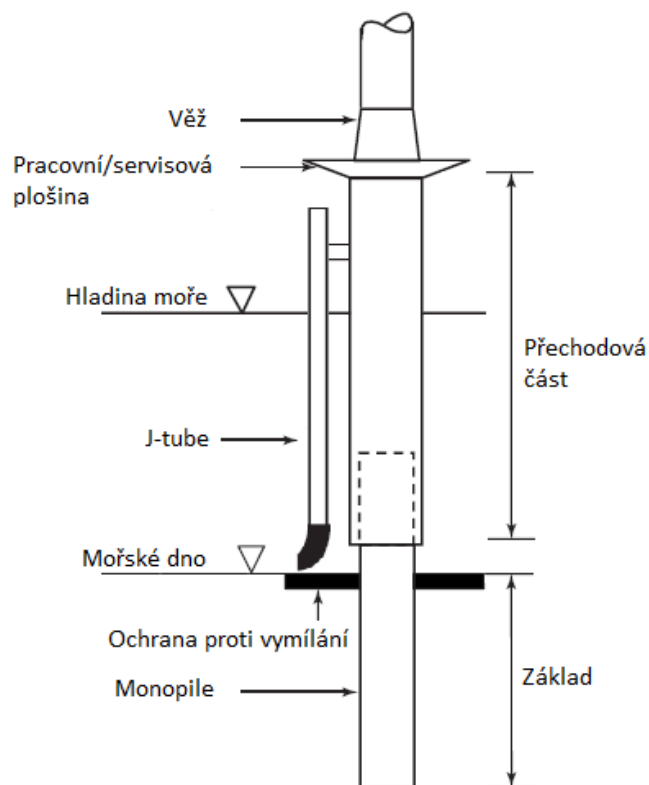
Stožáry turbín podporují gondolu a rotor a udržují je v požadované výšce. Jsou tvořeny ocelovými tubusy. Ty se skládají z jednotlivých ocelových segmentů, které jsou následně svařené k sobě do požadovaných velikostí. Tento způsob dělení tubusu na segmenty se používá především kvůli snadnějšímu způsobu transportu. V Evropě je tento typ nejběžnější (Kopp, 2010).

J–Tube, jenž je zobrazeno na Obr. 4, je plastové potrubí ve tvaru J, kterým vedou elektrické kabely od turbíny k mořskému dnu, kde jsou připojeny do sítě větrné farmy. Součástí elektrárny je i předávací stanice, která sbírá elektřinu z celé farmy a posílá ji na pevninu, uvádí Malhotra (2011). V blízkosti základové konstrukce se na mořské dno instaluje ochrana proti vymílání. Ta zabraňuje mořským vlnám a proudům v cyklickém přemísťování půdy kolem základu (Kopp, 2010).

Na Obr. 3 a Obr. 4 je znázorněna nejpoužívanější základová konstrukce typu *monopile*, ačkoli lze použít i další typy, o kterých se budu v další kapitole zmiňovat.



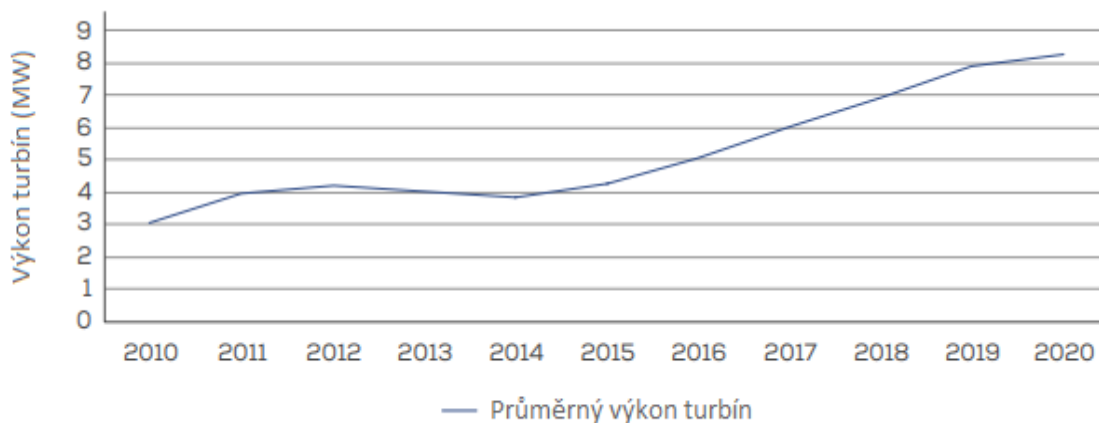
Obr. 3: Komponenty Větrné turbíny dle Arshad and O'Kelly (2013).



Obr. 4: Detail základové konstrukce a komponent s ní spjatých podle Arshad and O'Kelly (2013).

4.1. VÝKON TURBÍN

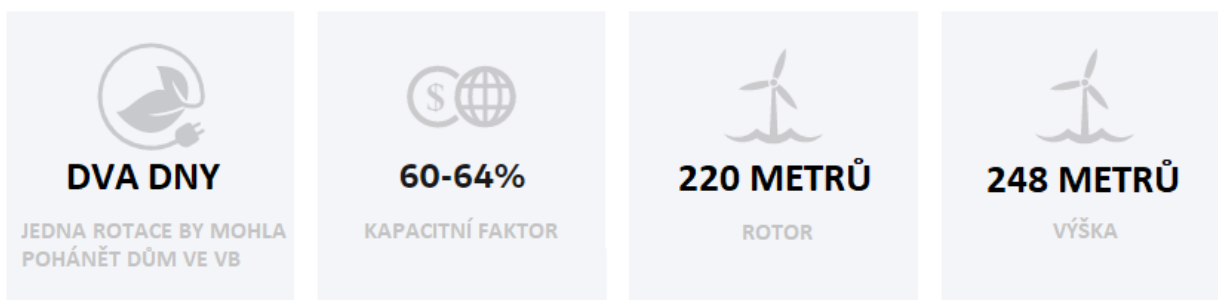
Výkon větrných turbín se každý rok zvětšuje, od roku 2015 se jejich kapacita v Evropě zvětšila o 16 %. Průměrný výkon turbín (8,2 MW) instalovaných v roce 2020 byl o 5 % větší než minulý rok. Dle statistik Ramíreze et al. (2020), objednávky v roce 2020 ukazují, že tento rostoucí trend bude minimálně do roku 2022 pokračovat. Tyto statistiky jsou znázorněny na Obr. 5. a je z nich zřejmý zvětšující se trend od roku 2015.



Obr. 5: Roční průměrný výkon instalovaných mořských větrných turbín dle Ramíreze et al. (2020).

4.2. NEJVĚTŠÍ A NEJVÝKONNĚJŠÍ TURBÍNA

Haliade-X je aktuálně nejvýkonnější mořskou větrnou turbínou v provozu na světě. Turbína disponuje výkonem 14 MW. Také se jedná o nejefektivnější turbínu s kapacitním faktorem mezi 60-64 %. Kapacitní faktor je definován jako poměr skutečné vyrobené energie za určité období k energii, která by byla vyrobena, kdyby turbína pracovala nepřetržitě na maximální výkon. Rotor má průměr 220 metrů a celková výška turbíny je 248 metrů. List rotoru je 107 metrů dlouhý. Jedna rotace turbíny by mohla 2 dny zásobovat energií průměrný rodinný dům ve Velké Británii. Hlavní parametry turbíny jsou znázorněny na Obr. 6. Vlastníkem tohoto typu turbíny je společnost GE Renewable Energy. Na Obr. 7 můžeme vidět první testovací turbínu, byla postavena v Nizozemsku v přístavu Rotterdam GE (Roberts, 2018; GE Renewable energy, 2021).



Obr. 6: Technické parametry Haliade – X dle GE Renewable energy (2021).



Obr. 7: Haliade – X prototyp, autor GE Renewable energy (2021).

5 ZÁKLADY OFFSHORE VĚTRNÝCH ELEKTRÁREN

Základové konstrukce *offshore* větrných turbín jsou spojením mezi přírodním prostředím a lidskou technologií. Hrají klíčovou roli při budování *offshore* větrných turbín, protože přímo interaguje s mořským prostředím, uvádí Wang et al. (2018).

Zakládání turbín v moři je daleko složitější a náročnější než u turbín na pevnině. U *offshore* základů se klade důraz na technické nároky a navrhované požadavky, které jsou klíčové při odolávání vůči namáhání mořského prostředí (O'Kelly a Arshad, 2013). Většina mořských větrných farem je postavena v mělkých vodách, především z důvodu menších nároků na základové konstrukce v těchto hloubkách. Také kvůli jednoduší přepravě jednotlivých konstrukcí a snadnému připojení do elektrické sítě (Wang et al., 2018).

Investice na výrobu a dopravu základové konstrukce na místo instalace tvoří 20 % z celkových nákladů typické větrné farmy. To je hlavní důvod, proč jsou onshore turbíny levnější než *offshore*. Proto je klíčové zvolit vhodný typ základové konstrukce, jak uvádí Wu et al. (2019).

Dle de Vriese (2007) se projektanti inspirovali konstrukcemi a kotvením u ropných plošin, při vyvíjení plovoucích typů základů pro větší hloubky mořského dna. Tento obor má již letité zkušenosti se základovými konstrukcemi, ačkoli zatížení působící na turbíny je odlišné.

Základové konstrukce mořských větrných turbín jsou běžně navrhovány na základě různých kritérií jako je například míra vychýlení, prohýbání a rotace. Výrobci rotorů a gondol udávají limity tolerance těchto kritérií (Kopp, 2010).

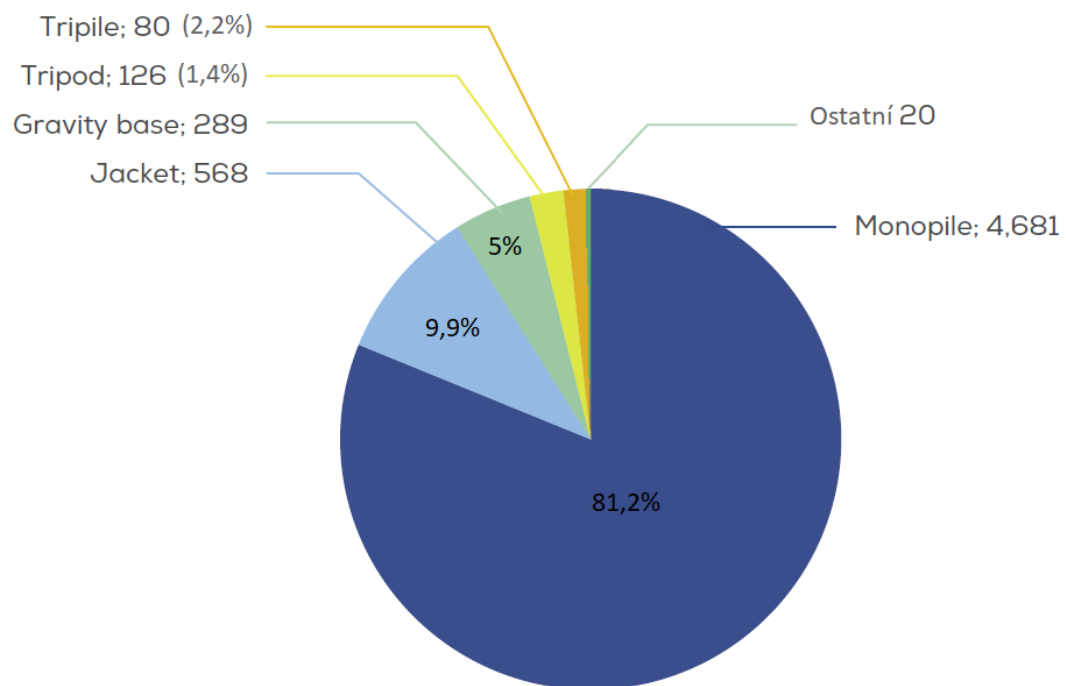
5.1. ZÁKLADOVÉ KONSTRUKCE A JEJICH TYPY

Existuje více různých typů provedení základové konstrukce pro větrné turbíny. Každý typ základové konstrukce má své výhody a svá omezení. Hloubka vody, typ a vlastnosti zeminy, aplikované velikosti zatížení a cena jsou důležité faktory z hlediska typu základů (Kopp, 2010).

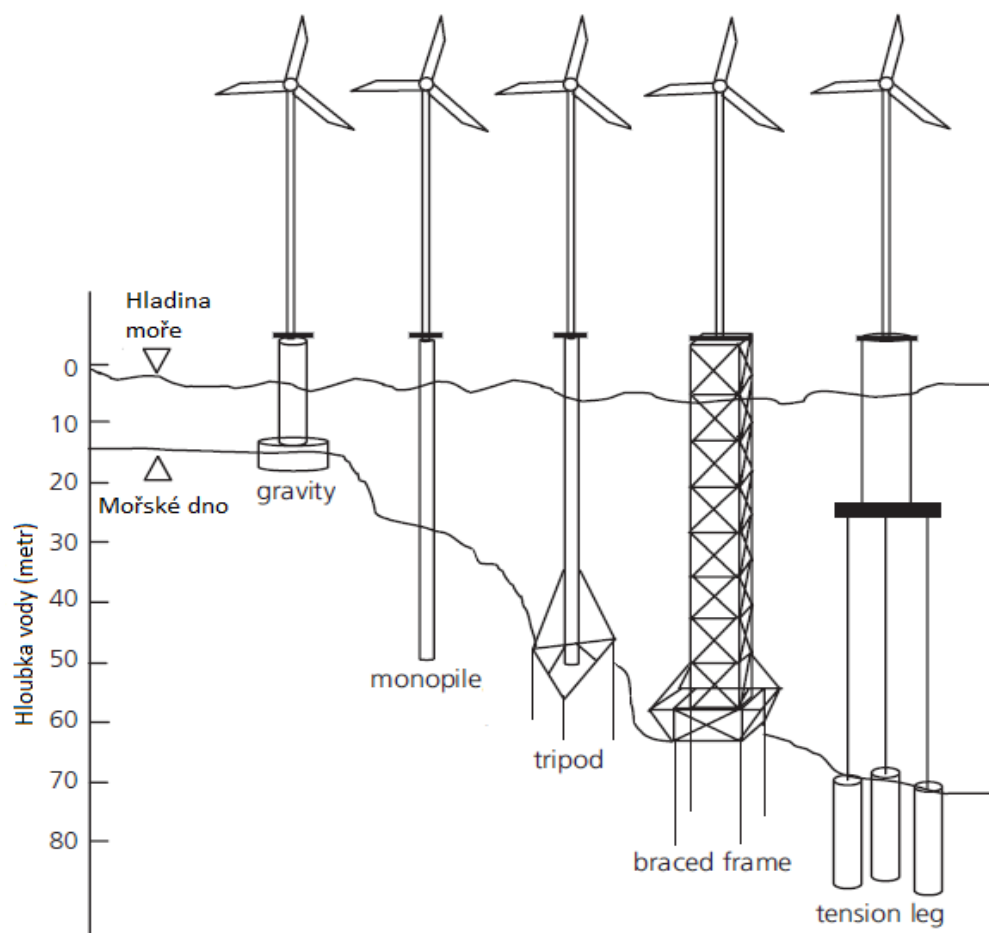
Konstrukce umístěné na dně moře se používají v mělkých vodách a konstrukce umístěné na plovoucích plošinách, které jsou připevněny k mořskému dnu pomocí kotev, v hloubkách větších (Wu et al., 2019).

Typy základových konstrukcí jsou následující: Gravitační konstrukce (*Gravity based*), *Monopile* konstrukce (*pile* nebo také *piles*, po volném překladu v češtině tyč nebo tyče; pro tento typ dále v textu používáno *monopile*), *Tripod*, Vyztužený rám (*Jacket* neboli *Braced Frame*), Sací kesony a konstrukce na jejich principu (*Suction Keson* a *Suction Bucket Foundation*) a Plovoucí konstrukce (*Floating foundation*), uvádí Wu et al. (2019).

Mořská hloubka je v *offshore* průmyslu rozdělena na mělké vody od 0 do 30 metrů, přechodné (*transitional*) vody, které se nacházejí v hloubkách 30 až 60 metrů a hluboké vody od 60 metrů a více pod hladinou moře. Gravitační a *monopile* konstrukce jsou použity v mělkých vodách. Do přechodných vod se instalují *tripod* a *braced frames* konstrukce. V hlubokých vodách jsou nejlepší volbou plovoucí konstrukce (Castro-Santos a Diaz-Casas, 2016). Zastoupení jednotlivých typů větrných turbín je znázorněno na Obr. 8, kde je vidět naprostá dominance *monopile* konstrukce s více než 80 %. Proto se jí tato práce věnuje podrobněji s kapitole 5.2 a 5.3. Všechny typy základových konstrukcí a hloubky jejich instalací jsou zobrazeny na Obr. 9.



Obr. 8: Zastoupení jednotlivých typů větrných turbín v Evropě dle Ramíreze et al. (2020).



Obr. 9: Typy základů pro větrné turbíny podle Arshada and O'Kelly (2013).

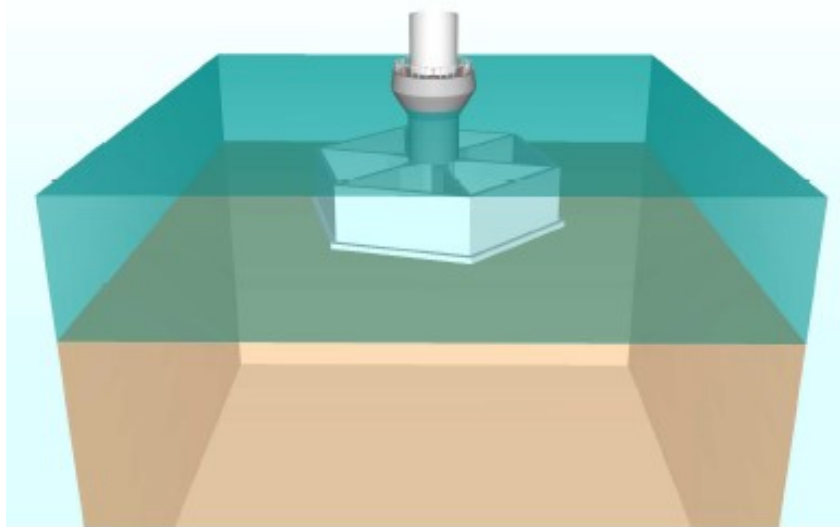
5.1.1. GRAVITAČNÍ TYP ZÁKLADOVÉ KONSTRUKCE

Wu et al. (2019) se ve své práci zmiňují, že návrh této konstrukce spočívá především na působení gravitačních sil. Turbína je fixovaná k mořskému dnu především svojí vlastní vahou. Jedná se o velmi jednoduchý typ základu, která je znázorněná na Obr. 10. Základ tvoří betonový keson, ten se umísťuje na rovný a plochý povrch, který musí být předem připravený (Malhotra, 2007). Je nutné, aby byl keson dostatečně odolný vůči enormním silovým momentům. Tyto momenty by mohly způsobit případné převrácení nebo posun mimo místo instalace na mořském dně.

Gravitační typ konstrukce se instaluje na místech, kde není možné použít *monopile* konstrukce. To jsou například místa, kde je mořské dno tvořeno vrstvou tvrdé horniny nebo v mělkých vodách, jak uvádí Malhotra (2007). Dále se instalují na místech s kompaktními písčými a jíly, kvůli větší únosnosti (Wu et al., 2019).

Dle Estebana et al. (2015) se instalace gravitační základové konstrukce rozděluje na hlavní fáze. Tyto fáze jsou: příprava mořského dna, výroba samotné konstrukce, doprava konstrukce, instalace základové konstrukce. Jednou z hlavních nevýhod této konstrukce je nutnost úpravy mořského dna, která není nutná u dalších základových konstrukcí. Hlavní cílem úpravy mořského dna jsou identifikace půdy a vyrovnaní základu pro instalaci. Kompletní logistika včetně výroby, přepravy a instalace se zvažuje pro dosažení nejvýhodnějšího řešení. Existují 3 možnosti míst výroby konstrukce. Výroba v přístavu blízko místa instalace, na plovoucím pontonu, který zároveň slouží jako transportní prostředek anebo výroba konstrukce na pevnině a následná doprava do přístavu nedaleko místa instalace. Následný transport a instalace je proveden pomocí speciálních pohyblivých instalačních plošin a plovoucích pontonů. Poté probíhá proces zatížení a instalace ochrany proti omílání, která spadá do procesu instalace.

Celkové náklady gravitační konstrukce jsou vyšší ve srovnání s *monopile* konstrukcí (Wang, 2018). Dle Malhotry (2007) další nevýhodou tohoto typu základové konstrukce je větší uhlíková stopa než u ostatních typů, kterou po sobě výroba a složitá instalace zanechává.



Obr. 10: Gravitační konstrukce (Liingaard, 2006).

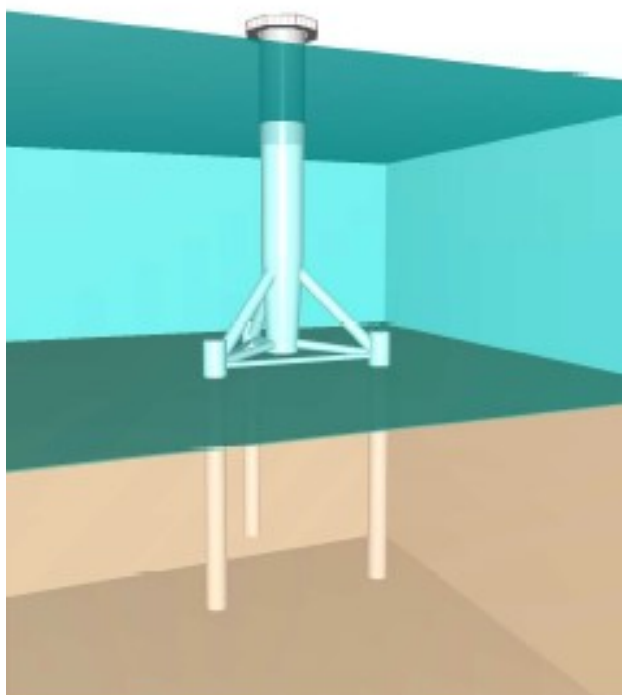
5.1.2. TRIPOD KONSTRUKCE

Tripod konstrukci tvoří tři relativně štíhlé tyče uspořádané do rovnostranného trojúhelníku, který je připojený k hlavní tyči pomocí kloubových komponentů. Konstrukce je zobrazena na Obr. 11. Prefabrikovaná konstrukce je schopná přenášet napětí a momenty do tří ocelových pilot, které jsou vpraveny do mořského dna. Jedná se o lehký a stabilní základ a je vhodné ho používat ve vodních hloubkách v rozmezí 10–35 metrů (Wu et al., 2019). Tato velmi tenká konstrukce umožňuje vodě relativně jednoduchý průchod skrz základ (de Vries, 2007).

Hlavní výhodou *tripod* konstrukce je široký základ, který je velmi odolný vůči převrácení a přemístění. Celý základ je také velmi tuhý a stabilní. Nevýhody spočívají v únavě kloubových komponent. Oproti *monopile* jsou *tripod* konstrukce více náchylné na změny zatížení vyvolané větrem a vlnami. Také celý transport je náročnější, než u *monopile* základů (de Vries, 2007).

Díaz a Soares (2020) uvádí, že tato konstrukce byla použita hlavně na evropském kontinentu s ohledem na mořskou hloubku a meteorologické podmínky. Nejvhodnější lokality s vysokým potenciálem větrné energie pro rozvoj velkých *offshore* projektů se nachází v hloubkách větších než 20 m. *Tripod* konstrukce též lépe odolává extrémním jevům jako jsou hurikány a intenzivní bouře.

Tripod konstrukce instalovaná v kombinaci se sacími kesony se zdají být velmi efektivní. O sacích kesonech se zmiňuji v kapitole 5.1.45.1.4. Především dobře odolávají cyklickým zatížením, při kterém dochází k obnově dynamické tuhosti s počtem cyklů a ovlivňují dynamickou odezvu celého komplexu. Konstrukce disponuje jevem nazývaným „*self-healing*” („samoléčení”), při kterém celý základ změní rotaci proti směru působení zatížení (Ochmaňski et al., 2021).



Obr. 11: Tripod konstrukce podle Liingaard (2006).

5.1.3. KONSTRUKCE TVOŘENY VYZTUŽENÝMI RÁMY

Vyztužené rámy nebo také *Jacket* (*braced frames*) jsou vhodné pro instalaci ve větších hloubkách a také pro podporu vyšších a těžších větrných turbín (O'Kelly a Arshad, 2013). Podle Wanga (2018) se jedná o rámy příhradového typu, které jsou většinou svařeny na pevnině. Konstrukce je následovně přepravena na místo instalace a přidělána k mořskému dnu pomocí třech nebo čtyřech pilot. Malhotra (2007) uvádí, že konstrukce může být k mořskému dnu přidělána pomocí hnaných nebo vrtaných pilot. Kompletní instalace obvykle zabere 3 dny (O'Kelly a Arshad, 2013).

Omezením této konstrukce jsou relativně vysoké ekonomické náklady z hlediska spotřeby oceli, skladování, logistiky a instalace (Wang, 2018). Náklady jsou vyšší než u použití *monopile* konstrukce, díky větší spotřebě materiálu, delší a složitější instalaci. Základ tvořený vyztuženým rámem je velmi silný a tuhý, proto se hodí především do podmínek s výrazným přírodním zatížením (Kopp, 2010). Konstrukce je vyobrazena na Obr. 12. *Braced frames* lze použít ve větších hloubkách mořské vody od 10 do 60 metrů, některé lze dokonce prodloužit a použít do hloubky až 80 metrů (Díaz a Soares, 2020).

Braced frames narušují přírodní prostředí podstatně méně než gravitační základ, ale stále více než *monopile* konstrukce, uvádí Kopp (2010).

Díaz a Soares (2020) uvádí, že v současné době je tento typ konstrukce použit u 220 mořských větrných turbín. Sto procent těchto konstrukcí bylo instalováno ve vodách blízko korejského poloostrova kvůli náročným meteorologickým podmínkám, kterým jsou *jacket* konstrukce schopny úspěšně odolávat, a hlavně kvůli velké hloubce vody v této oblasti.



Obr. 12: Jacket konstrukce (Dong, 2012).

5.1.4. SUCTION BUCKET FOUNDATION A SACÍ KESONY

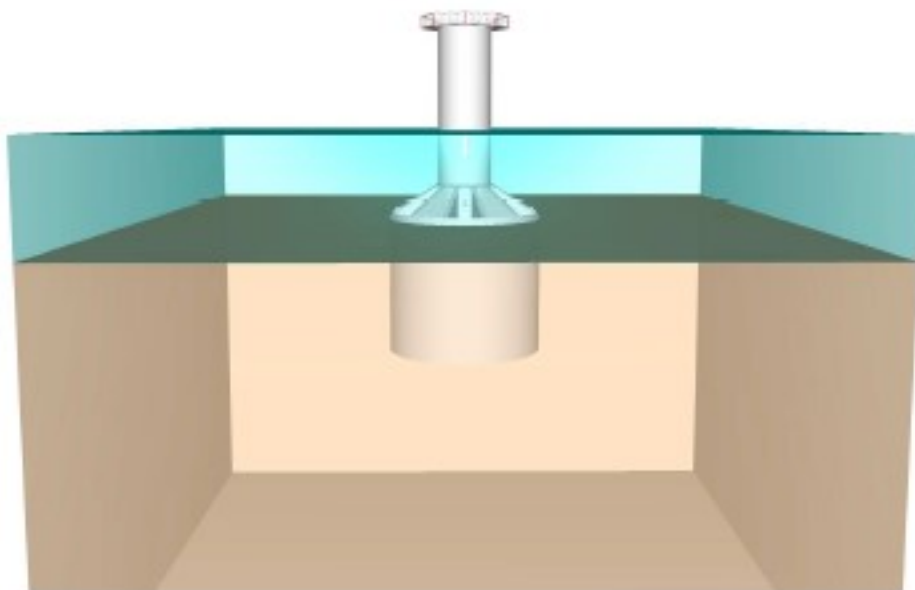
Tento typ základové konstrukce si můžeme představit jako obrácený kbelík, který je zapuštěný do mořského dna a slouží k ukotvení mořských konstrukcí. Po usazení kesonu se z něj vysává voda, čím se postupně snižuje tlak uvnitř kesonu. Vzniklý podtlak v kombinaci hmotností celé kontrakce umožní kesonu postupně proniknout hlouběji do mořského dna (Díaz a Soares, 2020). *Suction bucket foundation* je zobrazena na Obr. 13.

Podle Achmuse et al. (2013) má sací keson obvykle válcový tvar bez spodní podstavy, skládá se z ocelového plechu se silně vyztuženým ocelovým víkem. Víko je umístěno do mořského sedimentu nejprve vlastní vahou a poté je přitlačeno do plné hloubky pomocí podtlaku, který je vytvořeným sáním.

Během instalace jsou strany (*skirts*) konstrukce postupně zasunovány do zeminy, dokud víko základu není zároveň s mořským dnem. Suction bucket základové konstrukce je možné použít jako jeden velký základ (*monopod*) nebo jako součást vícenásobného základového systému. Konstrukce má velký potenciál v *offshore* průmyslu, informuje Barari a Ibsen (2012).

Dle Wanga (2018) lze proces instalace snadno zvrátit v případě odstranění konstrukce z mořského dna. Tento typ konstrukce je nejvhodnější pro instalace v hlubokých vodách a nevyžaduje žádnou přípravu mořského dna. Díky poměrně snadné instalaci je konstrukce ekonomicky méně náročná.

Kopp (2010) uvádí, že *suction bucket* může být použit jako náhrada pilotového zakládání pro konstrukce fixované k mořskému dnu anebo jako kotvící prvky pro plovoucí plošiny. V menších hloubkách se používá jeden velký (*monopod*) a ve větších kombinace menších kesonů. O sacích kesonech a jejich dalším využití při zakládání se zmiňují v kapitole 5.1.5.1.



Obr. 13: Základová konstrukce využívající sacího kesonu (Liingaard, 2006).

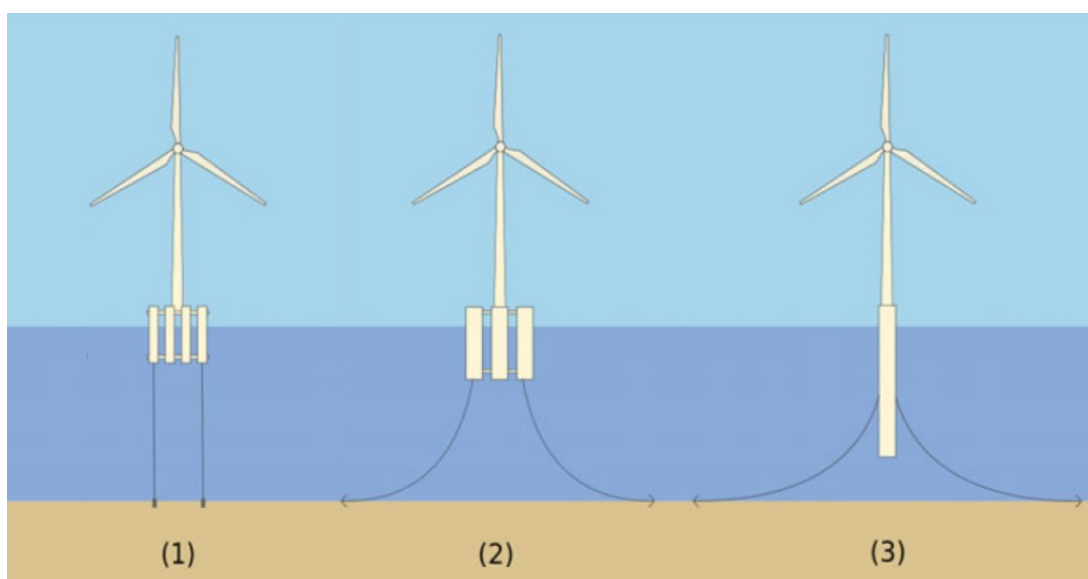
5.1.5. PLOVOUCÍ ZÁKLAD

Anglicky *floating foundation* je hlubokomořská konstrukce, která je schopná využít efektivnější větrné zdroje na otevřeném moři. Konstrukce se skládá z plovoucí plošiny a kotvícího systému. Turbína je připevněna k plošině, která plave na mořské hladině. Plošina je fixovaná pomocí kotev a lan k mořskému dnu. Hlavní typy plovoucích základů jsou: *spar buoy*, *tention leg platform* a *semi-submersible*. Tyto typy jsou zobrazené na Obr. 14. Konstrukce se používá především v hloubkách větších než 50 metrů, přičemž největší hloubky v *offshore* průmyslu je pohybují kolem 100 metrů (Wang, 2018).

Tention leg platform (Mooring Line Stabilized) - jedná se částečně ponořenou plošinu, která vytváří vztlak a stabilita celé konstrukce je dosažena pomocí předpjatých lan vedoucích do kotvícího systému (Butterfield et al., 2007). Předpětí výrazně snižuje zdvihový pohyb způsobený vlnami a do určité míry horizontální pohyby. Platforma je vystavena relativně malým hydrodynamickým zatížením díky menším rozměrům. Vhodné navržení připojení lan k plošině a kotvicím prvkům je kritické pro tento typ plovoucího základu. Konstrukce s předpjatými kotvicími lany nejsou příliš vhodné pro mělkou vodu, zmiňuje De Vries (2007).

Semi-submersible (Buoyancy Stabilized) je typ konstrukce, kdy je plošina s větrnou turbínou částečně ponořená ve vodě a plove na hladině oceánu. Ukotvena k mořskému dnu je pomocí kotvícího systému. Plošiny dosahují stability díky rovnoměrně distribuovanému vztlaku. K udržení stability často vyžaduje velkou a širokou konstrukci (Castro-Santos a Diaz-Casas, 2016).

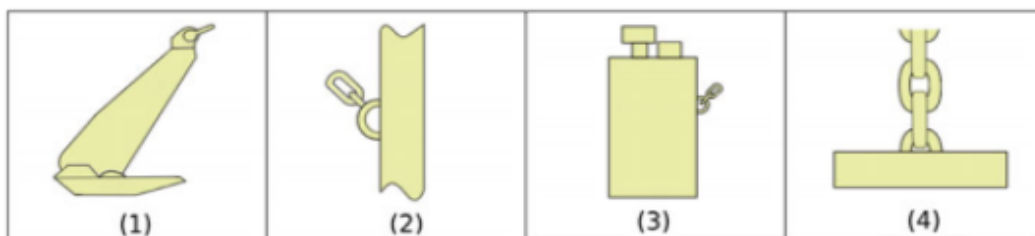
Spar buoy získává vztlakovou sílu ze vztlakové nádrže, která se nachází pod mořskou hladinou. Konstrukce dosahuje stability pomocí závaží umístěného pod vztlakovou nádrží. Tím se vytváří vzpřimovací moment a vysoký setrvačný odpor proti náklonům a dostatečný tah k vyrovnaní zdvihových pohybů (Butterfield et al., 2007). Dlouhý a poměrně štíhlý válcovitý tvar výrazně snižuje pohyby vyvolané vlnami a zdvihové momenty. Ponor konstrukce je relativně velký, aby generoval dostatečný vztlak. Z tohoto důvodu tento typ plovoucí konstrukce nemusí být efektivní v mělkých vodách (De Vries, 2007).



Obr. 14: Typy základových konstrukcí podle Castro-Santose a Diaz-Casasové (2016)
(1) Tention leg platform, (2) Semi-submersible konstrukce, (3) Spar buoy konstrukce.

5.1.5.1. KOTVÍCÍ SYSTÉM PRO PLOVOUCÍ KONSTRUKCE

Kotvící systémy pro mořské větrné turbíny musí splňovat podmínky stabilního ukotvení a nízké náklady. Plovoucí turbína je přidělána k mořskému dnu kotvícími lany ke kotvám, které jsou zabudovány do mořského dna. Mezi typické kotvící prvky patří tažné kotvy (*drag anchor*), pilotové kotvy (*pile anchor*), sací kotvy (*suction anchor*) a gravitační kotvy (*gravity anchor*) (Wu et al., 2019). Všechny tyto prvky jsou zobrazeny na Obr. 15.



Obr. 15: Typy kotvících prvků podle Castra-Santose a Diaz-Casasové (2016)

(1) Drag anchor, (2) Pile anchor, (3) Suction anchor, (4) Gravity anchor.

Tažné kotvy jsou efektivní kotvící řešení díky jejich vysoké účinnosti, snadné dopravě, rychlé instalaci a celkově nízkým nákladům. V ideálních podmínkách je tento typ kotvení nejefektivnějším kotvícím systémem. Mohou být instalované pouze do mořského dna s měkkými sedimenty, jako jsou například písky a jíly (Diaz et al. (2016). Skládají se z kotevního listu a dřívku. Mohou vážit až 65 tun s délkou kotevního listu kolem 6,3 metrů (Randolph a Gourvence, 2017).

Pilotové kotvy mají tvar dutých ocelových tyčí, které jsou zapuštěny do mořského dna pomocí hnacích kladiv. Kotvící kapacita je tvořena díky tření podél rozhraní pilota-půda. Obecně je nutné instalovat pilotové kotvy hluboko pod mořské dno, aby získali požadovanou kotvící kapacitu, uvádí Wu et al. (2019). *Ursa tension leg platform* (ropná plošina) používá pilotové kotvy o průměru 2,4 metrů, které jsou umístěné 130 metrů pod mořské dno (Randolph a Gourvence, 2017).

Sací kotvy jsou instalovány částečně vlastní tíhou a částečně čerpáním z vody z vnitřku kesonu, čím se vytvoří podtlak (sání). Jedná se o válce o velkém průměru, typicky v rozmezí 3-8 metrů, otevřené dole a zavřené nahoře s poměrem délky k průměru ($length/diameter$, L/D) v rozmezí 3 až 6 (Randolph a Gourvence, 2017). Instalují se především v měkkých homogenních sedimentech. I přesto, že je instalace relativně jednoduchá a vyžaduje málo vybavení, jsou sací kesony poměrně objemné a potřebují velká přepravní plavidla nebo opakovatelné platby. Proto jsou zvýšené náklady na dopravu, Diaz et al. (2016).

Randolph a Gourvence (2017) popisují, že gravitační kotva je nejjednodušším typem kotvících prvků, který je fixován k mořskému dnu pomocí vlastní váhy a částečně třením mezi základnou kotvy a mořským dnem. Aby se minimalizovalo zatížení jeřábů při instalaci gravitačních prvků, je kotva navržena jako prázdný box, který se následně po instalaci zatíží. Box disponuje žebry, která pronikají do mořského dna a vytváří třecí rozhraní kotva-půda. Gravitační kotvy mohou být instalovány ve všech typech mořského dna. Boxy mohou dosahovat rozměrů 18 x 19 x 6 metrů a hmotnosti 4 000 tun při zatížení.

Celkově shrnuto instalace plovoucí turbíny je poměrně jednoduchá. Plošina se na místo instalace dopraví po vodě a následovně se připojí pomocí lan ke kotvícím prvkům, které se předem vpravily do mořského dna. Velká výhoda této konstrukce je možnost odpojení celé plošiny od kotev a následná přeprava plošiny po vodě k pobřeží, kde lze provést údržbu nebo důležité opravy větrné turbíny (Malhotra, 2011).

5.2. MONOPILE KONSTRUKCE

Monopile je velice jednoduchý typ základu větrné turbíny. Základ je vyroben z ocelového dutého válce (piloty) s délkou pohybující se mezi 20-50 metry o průměru 3-6 metrů (Wang, 2018). Průměr tyče dosahuje obvykle 4 metrů v průměru a váží až 1000 tun (O'Kelly a Arshad, 2013). 40 až 50% délky *monopile* je vložena do mořského dna (Wang, 2018; Kaiser a Snyder, 2010; Zhixin et al., 2009).

Tento způsob zakládání je zdaleka nejpoužívanější při stavbě dnešních větrných farem. Tvoří více než 80 % instalovaných konstrukcí v Evropě do roku 2020 (viz. Obr. 8) s počtem 4 681 základových konstrukcí (Ramírez et al., 2020).

Monopile konstrukce je celosvětově využívána pro základy větrných turbín především díky snadné výrobě, nízkým nákladům a jednoduché přepravě (Wu et al., 2019). Hlavní výhody spočívají v jejich snadné instalaci, která obvykle proběhne do 24 hodin (O'Kelly a Arshad, 2013). *Monopiles* mohou být přepraveny na místo instalace a následně je možné měnit jejich délku pomocí svařování. Druh instalace závisí na typu podloží. Příprava dna není potřebná. V místech s jílovitou a písčitou zeminou lze *monopile* instalovat do mořského dna pomocí vibračních kladiv velkých rozměrů. V případě skalnatého dna jsou *monopiles* vsazovány do vyvrtaných děr v hornině (Wu et al., 2019). Naopak nevýhodné jsou údržby a opravy *monopile* konstrukcí (Kopp, 2010).

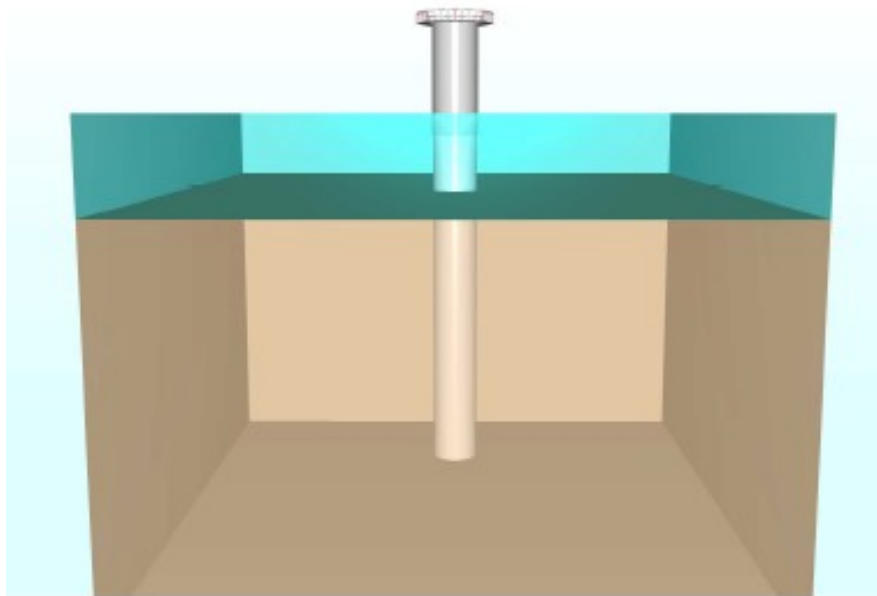
Monopile konstrukce se nejčastěji instaluje v hloubkách v rozmezí 20 až 40 m (Wu et al., 2019). Při použití větších rozměrů *monopile* konstrukcí a sofistikovanějších způsobů instalace je možné zakládat i ve větších hloubkách. Konstrukce *monopile* je velice pružná, čímž se zmenšuje únava materiálu a prodlužuje životnost turbíny. Flexibilita konstrukce je vhodná pro prostředí měkkých zemin s nízkou tuhostí, kde můžeme očekávat významné pohyby mořského dna (Malhotra, 2007).

Přestože jsou *monopile* konstrukce v současné době nejpoužívanějším typem základu, do budoucna se bude zvětšovat podíl *tripod* a *jacked (braced frames)* konstrukcí, především díky možnosti jejich instalace ve větších hloubkách (O'Kelly a Arshad, 2013).

Hlavní omezení *monopile* je velké zvýšení nákladů na ocel v mořských hloubkách větších než 30 metrů a vymílání kolem konstrukce na mořském dně (Pérez-Collazo, 2015). Z toho plyne klíčový problém, že v určité hloubce začínají být upřednostňovány ostatní typy základů před *monopile*. Mnoho nových navržených projektů větrných farem v Evropě před rokem 2020 se nachází v hloubkách větších než 40 metrů. *Monopiles* o průměru až 10 metrů mohou být údajně použity v hloubkách až 60 metrů podle Wind Power Offshore (2013). Větší turbíny a hlubší vody budou klást více nároků na technickou proveditelnost *monopile*, zvláště když působení vln bude stále více zasahovat do dynamiky turbíny (Kallehave et al., 2015).

Podle Malhotry (2007) je *monopile* nejšetrnější k životnímu prostředí v porovnání s ostatními typy základových konstrukcí.

Základová konstrukce typu *monopile* je znázorněna na Obr. 16, a je použita v současné době u dvou nejvýkonnějších větrných farem na světě: Horns Rev 1 a Borssele 1&2. O těchto projektech je zmiňuji v kapitole 7.2.



Obr. 16: Základová konstrukce monopile (Liingaard, 2006).

5.3. METODY PRO NAVRHOVÁNÍ MONOPILE KONSTRUKCI

Na *monopile* konstrukce působí hlavně horizontální zatížení, vertikální jen v menší míře. Proto je hlavním problém analýza *monopile* základů při bočním zatížením (O'Kelly a Arshad, 2016).

Podle současných návrhových norem amerického ropného institutu (API, 2014) a Det Norske Veritas Germanischer Lloyd Group (DNV-GL-AS-2016) musí být geotechnický návrh *monopile* zkontrolován s ohledem na dva limity: Mezní stav únosnosti (*Ultimate Limit State*, ULS) a Mezní stav použitelnosti (*Serviceability Limit State*, SLS).

Limit mezního stavu únosnosti (ULS) udává, že *monopile* musí odolávat působení horizontálního a vertikálního zatížení při extrémních podmínkách. Podle DNV – GL Normy (DNV-GL-AS-2016) musí být splněny dva požadavky. Jeden z nich uvádí, předpokládaná únosnost základu musí být porovnána s navrhovaným zatížením. Druhý popisuje, že posunutí základu a rotace v hlavě piloty, během působení extrémních bočních zatížení, nesmí dosáhnout nadměrných hodnot, při kterých dojde k porušení.

Limit mezního stavu použitelnosti (SLS) omezuje trvalé posuny konstrukce a rotace v hlavě piloty pod určitou předem definovanou mezí deformace, aby byl zajištěna odpovídající výkon turbíny. Zvláštní pozornost je třeba věnovat chování při dlouhodobém cyklickém zatížení. Normy DNV GL (DNV-GL-AS-2016) doporučují nastavit 0.5° jako maximální přípustné akumulované otáčení v hlavě piloty

Odezva na boční zatížení je klíčovým parametrem pro návrh *offshore* základových konstrukcí typu *monopile*. Především, když zatížení vyvolané větrem a mořskými vlnami převládá a má boční charakter působení (API, 2010; DNV, 2013). Je důležité zajistit, aby vyvolané boční posuny způsobené zatížením byly v rámci určité přípustné hranice pro bezpečnost základové konstrukce (Kim et al., 2015).

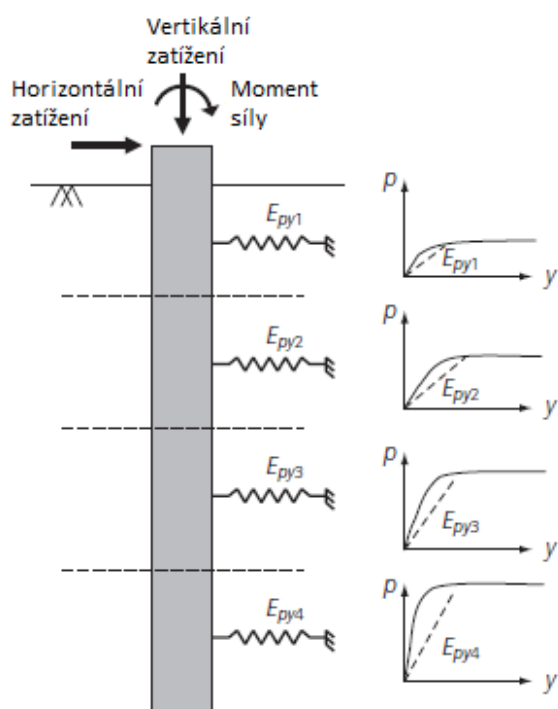
Nejjednodušší z níže uvedených návrhovacích metod je p-y metoda. Přiblížena je také experimentální metoda norského geotechnického institutu a nejsložitější 3D metoda konečných prvků a využití centrifug.

5.3.1. P-Y METODA

P-y metoda nebo také Winklerova je nejpoužívanější metodou pro analýzu horizontálního zatěžování *monopile* konstrukcí. Tato metoda předpokládá, že se pilota chová jako elastický nosník, který se opírá o řadu elastických pružin, které mají představovat chování podloží. Chování těchto pružin je nelineárně závislé na hloubce, viz Obr. 17. P-y křivka je používána na získání reakce zeminy na zatěžování (P), která je funkcí horizontálních posunů (y) v daných hloubkách (Fuentes et al., 2021). Tuhost pružiny E_{py} je definována jako sečný modul p-y křivek, uvádí ve své práci Doherty a Gavin (2012). P-y model je znázorněn na Obr. 17. Jednotlivé křivky znázorňují pružiny umístěny v odlišných hloubkách.

Tato metoda byla vytvořena pro předpovídání monotonickeho zatěžování především úzkých a dlouhých pilot (poměr délky a průměru přes 30) v 50. letech 20. století (Cox et al., 1974). Tato metoda je dostačující pro předpovídání chování pilot při monotonickeém zatěžování a jedná se o metodu empirickou. V literatuře se uvádí (Choo a Kim, 2016; Li et al., 2017), že tato metoda může nepřesně předpovídat jak počáteční tuhost zeminy, tak pevnost a mezní stavy. Další nevýhodou této metody je, že většina p-y modelů nesprávně zohledňuje účinky cyklického namáhání. V dnešní době je k dispozici celá řada p-y křivek popisující chování zeminy, které byly získány například z *in-situ* testů na *monopile* konstrukcích nebo na základě empirických a analytických formulací (Gil, 2020). Výhody této metody tedy spočívají především v jednoduchosti metody při navrhování, neboť v dnešní době existuje velké množství podkladů a dat z používání této metody v praxi.

Metoda p-y analýzy založena na výsledcích statických penetračních zkouškách (CPT) byla vytvořena pro *offshore* navrhování *monopile* konstrukcí v mořském dně. O CPT se podrobněji zmiňuji z kapitole číslo 2. Důležitým hlediskem pro navrhovanou metodu je schopnost kontinuálního profilování půdy pomocí CPT, následovně lze do analýzy a tvorby p-y modelu snadno začlenit podrobné podmínky půdního profilu s hloubkou (Suryasentana a Lehane, 2016). Aplikace výsledků CPT byla dlouho zkoumána pro možnou charakterizaci různých vlastností půdy včetně modulu pružnosti a pevnosti (Robertson a Campanella, 1983;



Obr. 17: P-Y model pro boční zatížení podle dle Doherty Paul and Gavin Kenneth (2011).

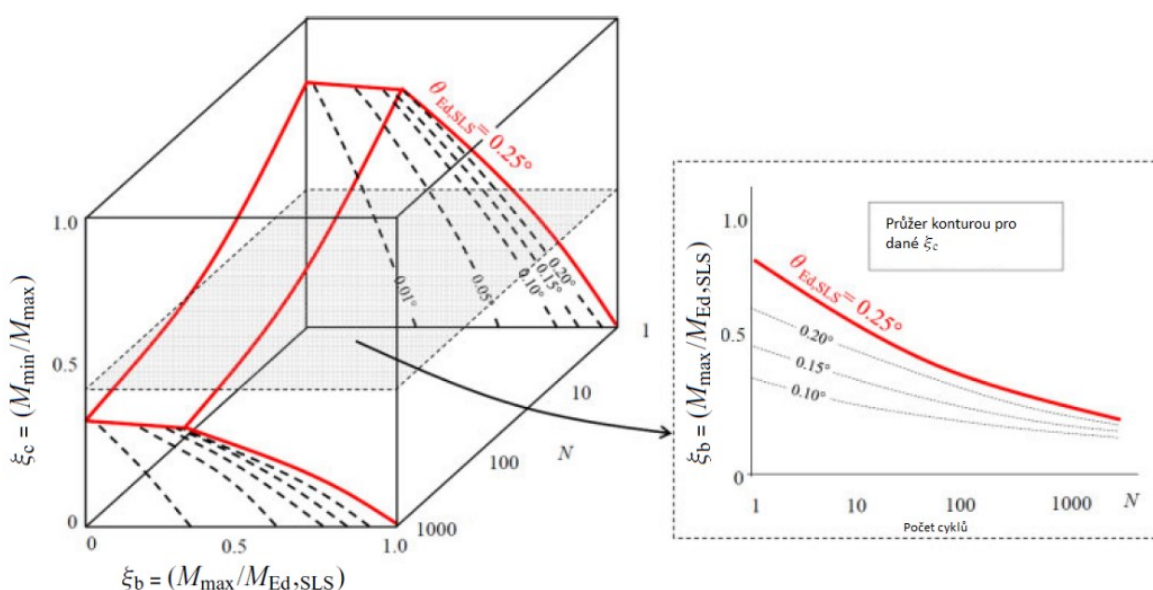
Rix a Stokoe, 1991; Lee et al., 2008). Zjistilo se, že odpor kužele může být přímo korelován s bočními zatížení a reakcemi piloty (Dyson a Randolph, 2001; Suryasentana a Lehane, 2014; Lee et al., 2010). Díky tomu lze použít CPT pro zlepšení pro analýzu bočního zatížení pilot. CPT kontinuální profil lze zavést přímo do p-y analýzy a zohlednit jej při výpočtu p-y křivky. Přístup založený na CPT je přínosný zejména pro *offshore* případy, kde je proces charakterizace půdy omezený, a proto je důležité doplnit další aspekty p-y analýzy. Hyperbolický vztah byl také použit k definování funkcí křivky p-y (Goh et al., 1997; Kim et al., 2004; Haldar a Babu, 2009). Byl široce přijat do různých geotechnických problémů (Kim, 2015).

5.3.2. EXPERIMENTÁLNÍ METODA THE NORWEGIAN GEOTECHNICAL INSTITUTE

Norský Geotechnický Institut (NGI) přišel s novou metodou, která využívá cyklický degradační přístup pro navrhování geotechnických konstrukcí a prokázala se jako účinný nástroj (Andersen, 2009). Původně byla navržena pro hodnocení neodvodněného cyklického zatěžování za účelem vyhodnocení cyklické pevnosti půdy, která by byla následně použita při výpočtech únosnosti a použitelnosti (Sturm et al., 2012).

Obrysové 3D modely jsou vytvořeny na základě výsledků laboratorních testů s cyklickým charakterem. Díky této metodě, napětí a cyklický stav v laboratorních testech souvisí s bodem v trojrozměrném deformačním prostoru. Trojrozměrný obrysový diagram, který je zobrazen na Obr. 18, umožňuje při navrhování specifikovat jakýkoli daný scénář cyklického zatížení. Především počet aplikovaných cyklů k předpovědi posunutí nebo případné rotace *monopile* (Bayton et al., 2018).

Mezi výhody můžeme určitě zařadit, že je metoda založena pokusech v laboratoři a počítá s cyklickým efekty. Bohužel v metodě chybí vzájemné působení konstrukce se zemínou.



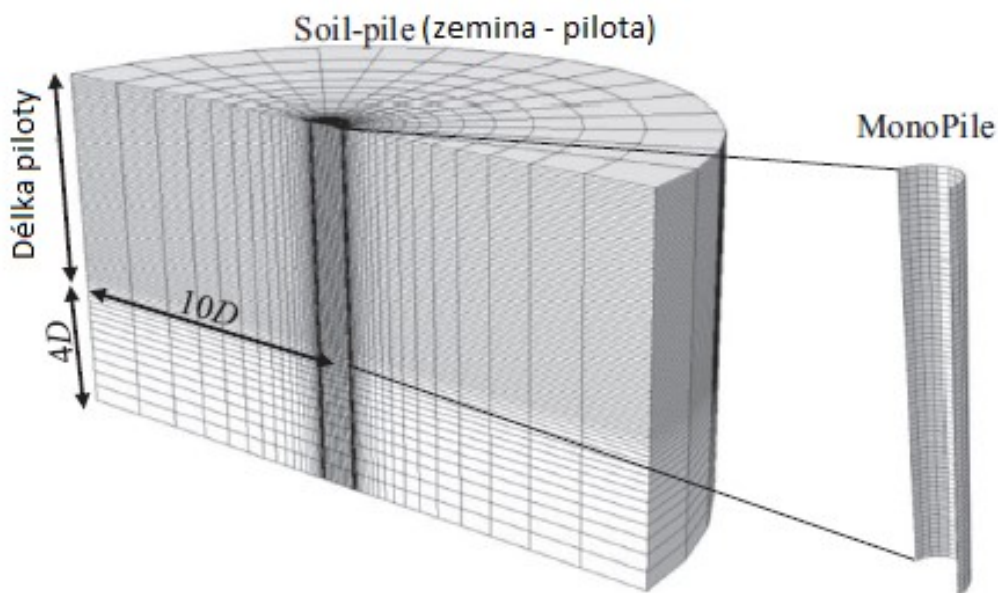
Obr. 18: Trojrozměrný obrysový diagram NGI metody (Bayton et al., 2018).

5.3.3. POKROČILÉ METODY NÁVRHU PRO MONOPILE

Stavba větrných elektráren na moři je poměrně novým a rychle se rozvíjejícím oborem, kdy většina návrhových postupů v praxi je založena především na empirických metodách jako je p-y metoda, které vycházejí původně z návrhů menších pilot pro těžbu ropy a zemního plynu (viz Cox et al., 1974). Vzhledem k tomu, že stavba větrných elektráren se posouvá do větších hloubek a dochází celkově ke zvětšování jak konstrukcí, tak základů (Randolph a Gourvenec, 2007), je nutné používat i pokročilejší metody návrhu, které umožní analyzovat a předpovídat chování takovýchto konstrukcí. Použití metody konečných prvků (MKP) k návrhu a předpovědi chování základů větrných elektráren umožňuje vytvářet nové postupy navrhování konstrukcí a navrhovat konstrukce, které předtím nebyly použity (Gil, 2020). Tímto způsobem je také možné optimalizovat základy větrných turbín takovým způsobem, aby byly ekonomicky výhodné a přitom bezpečné.

Pro analýzy MKP je možné použít různé konstituční modely pro popis chování zemin – od modelů založených na Trescově obálce pevnosti (Grimstad et al., 2012; Zhang a Andersen, 2019) až po velmi pokročilé modely založené například na hypoplasticitě (Fuentes et al., 2021; Duque et al., 2021).

Výhody spočívají v tom, že tato metoda zahrnuje jak nelineární chování zemin, tak vliv objemových změn na její chování. S použitím pokročilých konstitučních modelů k modelování chování zemin se očekávají přesnější předpovědi oproti jednodušším metodám. Studium komplexních interakcí, jako je mezi *monopile* a podložím, se obvykle provádí pomocí 3D numerických metod, jako je modelování MKP. Jedná se o relativně levnou techniku pro analýzu různých geometrií, podmínek zatížení a typů zemin (Gil, 2020). Na Obr. 19 je znázorněna typická mřížka FE metody.



Obr. 19: Typická FE (Finite Element) mřížka pro soil-pile (pilota – zemina), (Jung et al., 2015).

5.3.3.1. CENTRIFUGY

Modelování pomocí centrifug nabízí účinný způsob, porozumět vlivu cyklického zatížení na pilotové základy. Testy v centrifuze jsou mnohem snáze proveditelné, efektivnější a levnější ve srovnání s testy v terénu. Do centrifugy se vkládá zmenšený model *monopile* (například na měřítko 1:100) spolu s určitým množstvím saturovaného písku (například 100 g v případě Li et al., 2010). Během životnosti typických základových konstrukcí větrných turbín, je předpokládáno, že základy budou vystaveny 10^7 cyklů. Pomocí testů v centrifuze je možné simulovat jak cyklické, tak monotónní zatížení, které simuluje působení větru a vln (Bayton et al., 2018).

Zatížení může být aplikováno jednosměrně nebo obousměrně. Také může být rozdělené na určité epizody, například na 3 epizody po 100 cyklech (Lai et al., 2020).

Na Obr. 20 je znázorněna centrifuga na univerzitě Zhejiang v Číně.



Obr. 20: Centrifuga na univerzitě Zhejiang v Číně (Zhou et al. 2018).

6 DRUHY ZATĚŽOVÁNÍ

Kopp (2010) ve své práci uvádí, že větrné turbíny v moři jsou vystavovány různým druhům zatěžování. Ty se rozdělují do tří skupin: trvalé, proměnlivé a přírodní. Naprostá většina z nich na turbíny působí v horizontálním směru, proto jsou *monopile* konstrukce nejvíce náchylné k rotacím a bočním vychýlením. Na Obr. 21 jsou znázorněné jevy působící na větrnou turbínu.

6.1. TRVALÁ ZATÍŽENÍ

Dle Malhotry (2011) do této skupiny patří samotná hmotnost konstrukce spolu s trvalou zátěží, kterou tvoří například žebříky a plošiny. Dále na turbínu trvale působí hydrostatické síly o různých velikostech vzhledem ke vzdálenosti od hladiny vody.

Kopp (2010) zmiňuje, že gravitace způsobuje většinu trvalých zatížení a že tyto gravitační zatížení působí na turbínu především ve směru vertikálním.

6.2. PROMĚNLIVÉ ZATĚŽOVÁNÍ

Jsou to zátěže, které se mohou v čase působení mohou lišit ve velikosti, poloze a směru působení. Mezi činitele patří okolní lodě, jejich provoz a kotvení, operační jeřáby, servisní plavidla, pohybující personál a provoz samotné turbíny. Při stavbě a instalaci samotné turbíny vznikají také a je třeba je brát v potaz. Síly, které vznikají během zásahů, bývají dynamické a impulzivní, prokázal Malhotra (2011).

Během proměnlivého zatěžování je materiál náchylný k únavě, z toho důvodu je nutné zahrnout vzniklou únavu do odhadované životnosti (Kopp, 2010).

6.3. PŘÍRODNÍ ZATĚŽOVÁNÍ

Jedná zatěžování, které závisí především na klimatu v dané lokaci. Zatížení může na turbínu působit v různých časových úsecích. Projevuje se například v podobě nárazů větru, mořských vln, zemětřesení, bouří, ledu a přílivových sil, uvádí Kopp (2010).

Tento typ zatěžování působí na stožár větrné turbíny v odlišných místech, různými směry a rozdílnými velikostmi, zatížení je následně přeměněné v pohyb, který je utlumen v základu turbíny (Malhotra, 2011).

6.3.1. ZATÍŽENÍ VYVOLANÉ VĚTREM

O'Kelly a Arshad (2013) tvrdí, že aerodynamické zatěžování vzniká při kontaktu turbulentní vzduchové masy s rotorem a ostatními spodními částmi větrné turbíny. Velikost zatížení přímo závisí na průměrné rychlosti větru. Turbulence je definována jako okamžitá odchylka od průměrné rychlosti. Stupeň turbulencí závisí na geografických a meteorologických podmínkách, tedy například na profilu terénu daného území a atmosférickém zvrstvení.

6.3.2. HYDRODYNAMICKÉ ZATÍŽENÍ

Vlnové síly často představují dominantní konstrukční kritérium pro konstrukce fixované přímo k mořskému dnu a také způsobují pohyb plovoucích struktur ve všech šesti stupních volnosti, a proto je jejich zohlednění v offshore designu zásadní (Randolph a Gourven, 2017).

Významnější hydrodynamické síly vznikají ve větších hloubkách anebo při vyšších mořských vlnách. Vítr a astronomické síly (příliv/odliv) jsou hlavními zdroji mořských vln, proto spolu data větru a vln koreluje (O’Kelly a Arshad, 2013).

6.3.3. PROUDY

Randolph a Gourvence (2017) uvádějí, že oceánské proudy ovlivňují pobřežní vodu i otevřený oceán a také výrazně ovlivňují mořské větrné turbíny. Proudí jsou zodpovědné za neustálý pohyb vody ve světových oceánech a proudí složitým způsobem. V blízkosti pobřeží jsou proudy poháněny přílivem a odlivem, místními větry a vlnami a mohou ovlivnit celou hloubku vodního sloupce.

6.3.4. ZATÍŽENÍ ZPŮSOBENÉ LEDEM

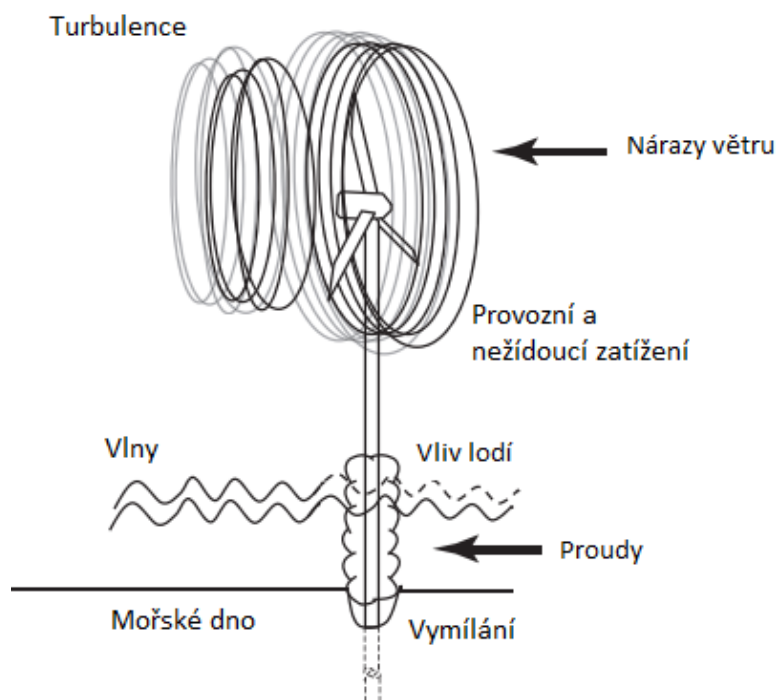
Při navrhování větrných farem v arktických oblastech, kde očekáváme výskyt ledu, je důležité počítat se zatížením způsobeným ledem. Ledové masy se mohou pohybovat neboli driftovat a vytvářet zatížení. Pro navrhování je potřeba znát mechanické vlastnosti ledu, mocnost a směr driftu ledové masy, uvádí Malhotra (2011).

6.4. DALŠÍ FAKTORY PŘI NAVRHOVÁNÍ

Dle Koppa (2010) cyklické zatížení zapříčiňuje, především u *monopile* konstrukcí, únavu materiálu. Většina proměnlivých a přírodních zatížení působí na turbínu v cyklech. Proto by *monopile* konstrukce měla být k tomuto typu zatížení přizpůsobena.

Další faktor, o kterém se Kopp (2010) zmiňuje, je koroze, zapříčiněná především slanou vodou. Ta může negativně ovlivňovat sílu a tloušťku *monopile* konstrukce. Korozi je možno předcházet chemickým ošetřením oceli.

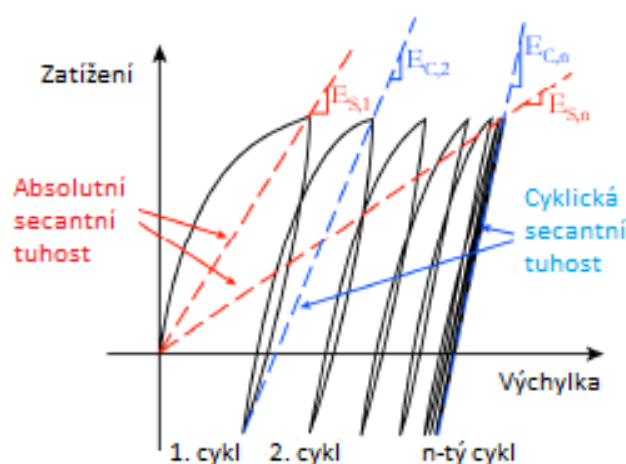
Vymílání neboli také odplavení erozí může zvětšovat délku nepodporované konstrukce. Ta poté může být vystavena většímu namáhání například v podobě proudů (Kopp, 2010).



Obr. 21: Jevy způsobující namáhání turbíny dle Arshada and O’Kelly (2013).

6.5. CYCKLICKÉ NAMÁHÁNÍ

Cuéllara (2011) uvádí, že nejvýraznější účinek cyklického zatížení na pilotový základ je ve zvýšení průhybu a rotace ve srovnání s jeho chováním ve statickém prostředí. A to na základě dvou jevů, zaprvé „strukturálního shakedownu“ (tj. akumulace deformací beze změny vlastností půdy) a zadruhé degradaci materiálu půdy, což vede ke snížení její pevnosti a tuhosti. Oba jevy jsou cyklické a jejich amplituda má tendenci se snižovat, to znamená, že sečná tuhost při opětovném zatížení zatížením musí být vyšší než původní a zvyšovat se s každým cyklem. Absolutní sečná tuhost je definována jako poměr aplikovaného zatížení s absolutnímu posunutí. Avšak cyklická tuhost, která může lépe popisovat stav půdy a základové konstrukce, bude mít tendenci se zvětšovat s přibývajícými se cykly (alespoň v případech odvođených soudržných zemin). Schéma cyklického zatížení je zobrazeno na Obr. 22.

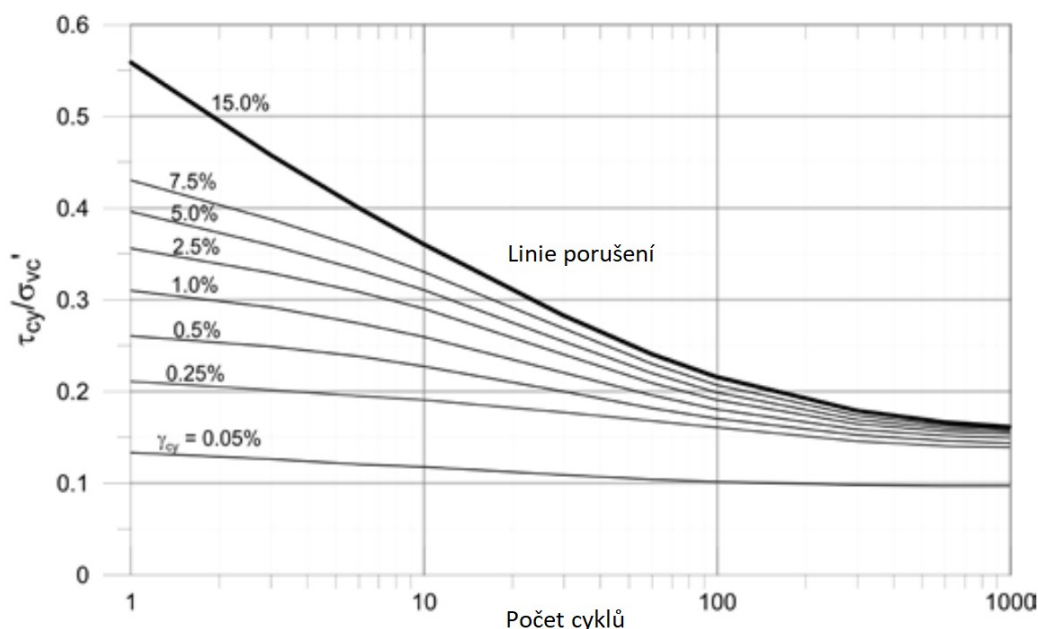


Obr. 22: Schéma cyklického zatížení podle Cuéllara (2011).

Mezi faktory cyklického namáhání dle Cuéllara (2011) patří například velikost cyklického zatížení, a také počet opakování zatížení (tedy cyklů). Také typ cyklického zatížení, zda se jedná o rovnoměrné nebo nerovnoměrné působení, případně jestli zatížení působí jednosměrně nebo obousměrně. I frekvence zatížení hraje svojí roli s dalšími faktory relevantními pro cyklické chování (jako je materiál, půda).

NGI (2013) uvádí, že *offshore* turbíny jsou vystaveny kombinaci statického a cyklického zatížení v důsledku hmotnosti konstrukce, větru, proudu a vln. Účinek cyklické degradace v půdě během těchto podmínek zatížení může hrát významnou roli, proto je třeba ji zohlednit při navrhování. Cyklická degradace snižuje pevnost a tuhost zeminy, díky vytváření pórových tlaků při neodvođených a částečně odvođených podmínkách. Generování pórových tlaku má za následek snížení efektivních napětí v zemině a rozvoj trvalých přetvoření.

Chování zeminy během cyklického zatížení se může analyzovat například na základě nelineárních vztahů napětí-přetvoření z cyklických obrysových diagramů. Tyto obrysové diagramy jsou vytvořeny z laboratorních testů a obsahují informace o snížené síle, zvýšeném cyklickém namáhání, zvýšení trvalých přetvoření při různých počtech cyklů. Obr. 23 ukazuje příklad cyklického obrysového diagramu (NGI, 2013).



Obr. 23: Obrysový diagram dle NGI (2013).

6.6. INTENZIVNÍ ZATÍŽENÍ

Bouře obvykle způsobují silný vítr s velkými nárazy a přinášejí vysoké mořské vlny. Navíc osy působení těchto zatížení se často liší až o 90 stupňů. Mění se úhlový směr stejného zatížení může způsobovat větší deformace (Cuéllara 2011).

Van der Tempel (2006) popisuje, že pro určení možných extrémních vlnových zatížení na konstrukci, musí být známa maximální velikost vln pro danou oblast. Pokud jsou k dispozici dlouhodobá měření výšek vln, lze distribuční křivku přizpůsobit maximálním hodnotám a extrapolovat tak, aby byla nalezena maximální výška vln pro periody na 50 a 100 let. Maximální výška vlny je omezena hloubkou vody v místě nebo v okolí. Pravděpodobnost lámání vln na téměř vodorovném mořském dně bez abnormálních batymetrických charakteristik je relativně malá.

Intenzivní zatížení generované větrem lze definovat dva základní případy extrémního zatížení: extrémní hodinovou průměrnou rychlost větru s danou periodou návratu (1, 50, 100 let) a extrémní rychlost nárazu větru v daném krátkém časovém intervalu (Van der Tempel, 2006).

Je nutné počítat s těmito extrémními případy zatížení při navrhování mořských větrných turbín. Základová konstrukce by měla odolat i těmto největším zatížením.

6.7. VLASTNÍ FREKVENCE TURBÍNY

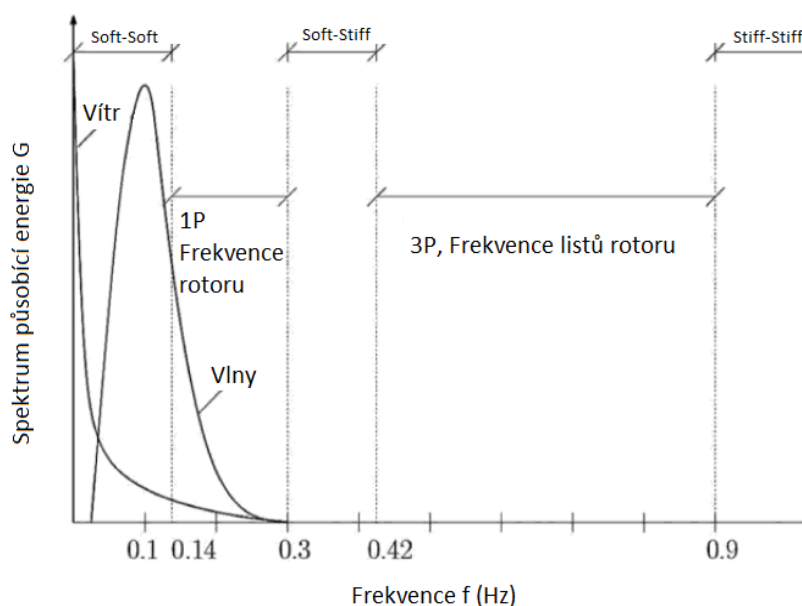
Vlastní frekvence podpůrné konstrukce je velmi důležitý parametr, který udává dynamické chování větrné turbíny v moři. Vlastní frekvence je ovlivněna mechanickým chováním zeminy v podloží. Pro správný odhad je potřeba vypočítat dynamickou tuhost *monopile* při amplitudách malého napětí, která závisí především na chování zeminy v podloží (Kallehave et al. 2015).

Dle Damgaarda (2014) je důležité, aby se vlastní frekvence (f_1) neshodovala s frekvencí tvořenou operací třílisté turbíny a frekvencí mořských vln. Proto je potřeba zajistit dostatečnou tuhost konstrukce. Rozsahy frekvencí 1P a 3P jsou zapříčiněné hmotnostní nerovnováhou v lopatkách a stínovým efektem, který je tvořený větrem, pokaždé když lopatka projde vedle věže turbíny. Frekvence 1P vzniká při otáčení rotoru turbíny a 3P při pohybu listu rotoru v blízkosti věže třílisté turbíny. Hmotnostní nerovnováha jednotlivých lopatek může být zapříčiněna při chybné instalaci nebo když se do vzniklé praskliny na listu turbíny dostane voda. Rozsahy frekvencí f_1 , 1P a 3P jsou znázorněny spolu s frekvencemi větru a vln na Obr. 24.

Aby se snížilo hromadění únavového poškození a prodloužila životnost větrné turbíny, je potřeba navrhnout konstrukci s odlišnou vlastní frekvencí, než je 1P a 3P. Větrnou turbínu je možné postavit ve třech možnostech tuhosti: velmi tuhá konstrukce (tuhá – tuhá; *stiff – stiff*) s vlastní frekvencí nad 3P; středně tuhá (měkká – tuhá; *soft – stiff*), kdy se vlastní frekvence pohybuje mezi 1P a 3P; anebo velmi měkká tuhost (měkká – měkká; *soft – soft*) - to se vlastní frekvence pohybuje pod 1P (Damgaard, 2014).

O'Kelly a Arshad (2013) uvádí, že nejčastěji se volí konstrukce (měkká – tuhá) neboli středně tuhá. Protože měkké – měkké “ a „tuhé – tuhé“ konstrukce nejsou pro většinu podmínek vhodné. Konstrukce je považována za příliš flexibilní, pokud její vlastní frekvence spadá do zóny „měkké – měkké“, turbulence větru a frekvence vln obvykle klesají v této zóně. Tuhé konstrukce jsou těžké a drahé, je potřeba veliké množství oceli.

Vzhledem k vyvíjejícímu se trendu, který ukazuje vytváření stále větších a mohutnějších turbín, prodloužování listů rotoru, umísťování těžších a výkonnějších generátorů stále výše, se zdá výhledově nemožné používat konstrukce s velmi měkkou tuhostí, z důvodu vysoké pravděpodobnosti, že by zatěžovací frekvence vyvolaná vlnami zasáhla do rozmezí frekvence 1P, zmiňuje Damgaard (2014) ve své práci.



Obr. 24: Rozsah frekvencí pro moderní offshore třílistou větrnou turbínu podle Kaynia (2021).

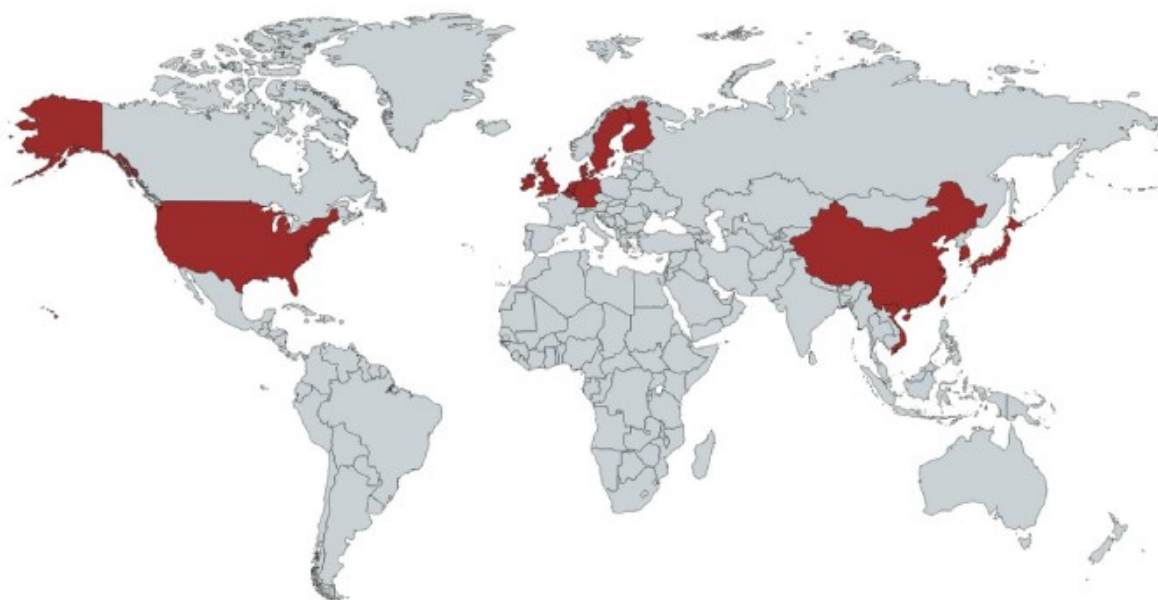
7 SOUČASNÉ ZASTOUPENÍ VE SVĚTĚ

Nejvíce mořských větrných farem se nachází v Evropě, Asii a Americe. V Asii využívají *offshore* energii hlavně Čína, Jižní Korea, Japonsko, Taiwan a Vietnam. V Americe pouze v jediném státu – v USA. Evropa patří mezi území s největší kapacitou mořské větrné energie. Zobrazení na mapě světa můžeme vidět na Obr. 26.

Na Obr. 25 můžeme vidět že v Asii největší instalovanou kapacitu Čína s 2,4GW a následuje jí Vietnam (0,2GW), Japonsko (0,04GW), Jižní Korea a nejmenší kapacitou disponuje Taiwan. V USA je zatím pouze (0,03 GW), ale 53 větrných farem ve výstavbě a po dokončení by kapacita měla dosahovat 16,7 GW (Díaz a Soares, 2020). Zastoupení v Evropě se věnuje další kapitola 7.1.

| Kontinent | Země | Instalovaná kapacita (MW) | Počet turbin |
|-----------|-------------|---------------------------|--------------|
| Asie | Čína | 2409.9 | 676 |
| | Japonsko | 41.3 | 22 |
| | Jižní Korea | 35.0 | 15 |
| | Taiwan | 8.0 | 2 |
| | Vietnam | 183.2 | 102 |
| Amerika | USA | 30.0 | 5 |

Obr. 25: Zastoupení energetického výkonu a větrných turbin ve světě (Díaz a Soares, 2020).



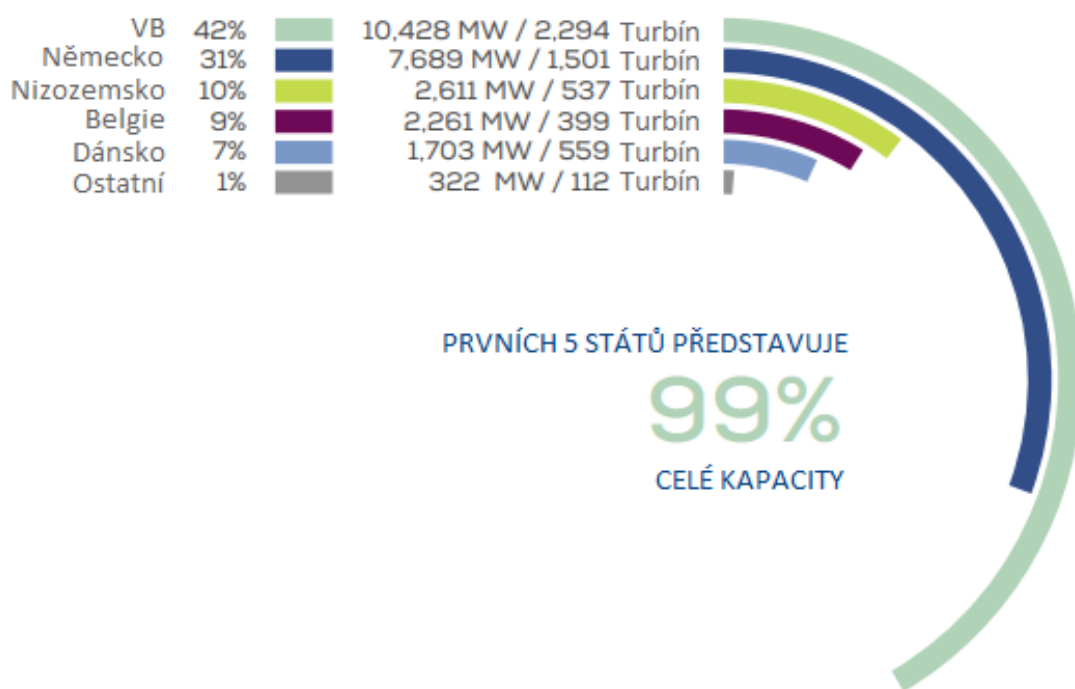
Obr. 26: Globální zastoupení mořských větrných farem dle zemí podle (Díaz a Soares, 2020).

7.1. ZASTOUPENÍ VĚTRNÉ ENERGIE V EVROPĚ

Dle statistik Ramíreze et al. (2020) se na území Evropy v roce 2020 nacházelo 5 402 *offshore* turbín o výkonu 25 GW ve 12 různých zemích. Z toho 5 států – Velká Británie, Německo, Dánsko, Belgie a Nizozemsko tvořilo 99 % zmíněného výkonu.

Přestože Velká Británie v roce 2020 svoji kapacitu turbín příliš nerozšířila, se svými 42 procenty stále disponuje největší částí výkonu z *offshore* energie v celé Evropě. Na druhém místě je Německo se 31 procenty, Nizozemsko se vyšplhalo na třetí příčku s 10 procenty a na čtvrtém a pátém místě najdeme Belgie (9 %) a Dánsko (7 %). Zbylé procento evropského výkonu (112 turbín) tvoří spolu v sestupném pořadí Švédsko, Finsko, Irsko, Portugalsko, Norsko a Francie (Ramírez et al., 2020). Tato data jsou graficky znázorněna na Obr. 27.

Severní moře zůstává nejrozvinutější mořskou oblastí s 79 procenty (20 GW) veškeré kapacity větrné energie na moři v Evropě. Zbytek tvoří Irské moře 12 %, Baltské moře 9 % a Atlantský oceán s méně než jedním procentem, uvádí Ramírez et al. (2020).



Obr. 27: Procentuální zastoupení offshore výkonu v Evropě dle Ramíreze et al. (2020).

7.1.1. BUDOUCNOST OFFSHORE ENERGIE

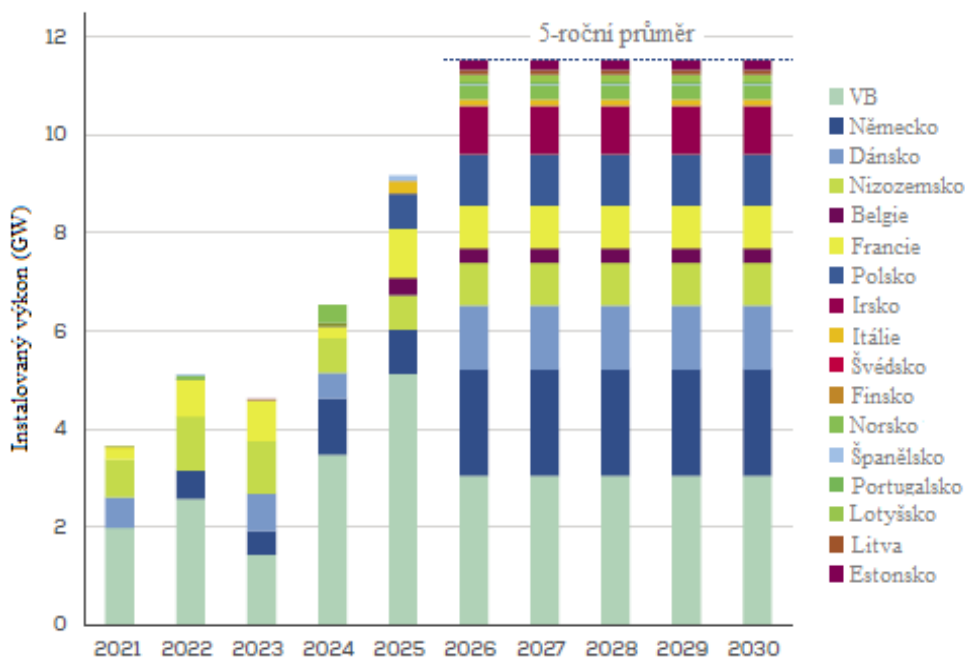
Celosvětový zájem o mořskou větrnou energii exponenciálně roste. Předpokládá se větší rozšiřování potenciálu, než tomu bylo v předchozích letech. Globální produkce větrné energie tvořila v roce 2015 s 39 TWh a 42 TWh v roce 2016. Větší dostupnost zdrojů a dotací s lepší politickou podporou a rychlejším projektováním mohlo znamenat větší nárůst. Předpokládaný nárůst celosvětové kapacity větrné energie v moři je 41GW v roce 2022 ze zaznamenaných 16GW v roce 2016. Trh s *offshore* energií nadále povede Evropa a Čínou (Díaz a Soares, 2020).

Pravděpodobně se budou mořské větrné farmy čím dál tím rozšiřovat ve státech, které mají přístup k pobřeží.

7.1.2. VÝHLEDY PRO EVROPSKOU VĚTRNOU ENERGII

Evropská energetická a klimatická politika je pro budoucnost mořské větrné energie příznivá. Evropská unie se plánuje stát do roku 2050 klimaticky neutrální. Strategie zahrnuje získávání obnovitelné energie na moři. Navrhuje zavedení 300GW *offshore* energie do roku 2050. Spojené království se zavázalo vybudovat 40GW *offshore* energie do roku 2030 a Dánsko určilo oblast pro 12,4 GW mořské větrné energie (Ramírez et al., 2020).

V Litvě, Irsku, Polsku a Španělsku byly přijaty zásadní právní předpisy. Rumunsko, Turecko a Řecko se také připravují na rozvoj pro získávání mořské větrné energie. Ale politika není příznivá pro všechny státy. Švédsko nadále zůstává bez využívání *offshore* energie a vláda v Portugalsku neposkytuje žádnou podporu pro zavedení mořských větrných farem. Evropa se zavázala, že roku 2030 bude mořská větrná energie dosahovat až 111GW. Aby se tento závazek splnil, bude se muset zvýšit rychlost instalace ze současných 3GW/rok na 11GW/rok a udržet, zmiňuje Ramírez et al. (2020) ve svých výhledových plánech do budoucna. Roční plán výstavby jednotlivých států je zobrazen na Obr. 28.



Obr. 28: Výhled evropské offshore energie do roku 2030 dle Ramírez et al. (2020).

7.2. VÝZNAMNÉ OFFSHORE PROJEKTY VE SVĚTĚ

Mnoho velkých *offshore* projektů je v současné době nebo ve výstavbě anebo v projektové fázi. Dokonce i v současné době nejvýkonnějším mořské větrné farmy čekají v budoucnosti rozšíření.

HORNSEA

Ørsted (2021) publikoval článek o největší *offshore* větrné farmě na světě s výkonem 1,2 GW, která poskytuje dostatek energie na pohánění více než jednoho milionu britských domácností. Skládá se z 174 turbín s výkonem 7 MW a výšce 190 metrů. Nachází se ve Velké Británii přibližně 120 kilometrů od Yorkshirského pobřeží a pokrývá plochu 407 km². Farmu vlastní z jedné poloviny společnost Ørsted a z druhé společnost Global Infrastructure Partners (GIP). Projekt se zrodil v roce 2014 a od roku 2020 je plně v provozu. Použitá základová konstrukce je *monopile*.

Hornsea 2 se v současné době staví a měla by se dokončit v roce 2022. Oblast se nachází 89 kilometrů od pobřeží a pokrývá plochu 462 km². Bude poháněna 165 turbínami a její celkový výkon by měl dosahovat 1,4 GW (Ørsted 2021). Hornsea 3 je v budoucnosti připravena na výstavbu a Hornsea 4 se v současné době nachází v předběžném plánování s konzultací plánů projektu (Ørsted, 2021). Na Obr. 29 je vyobrazena mapa s rozložením jednotlivých projektů největší mořské větrné farmy Hornsea.



Obr. 29: Mapa offshore farmy Hornsea 1 a dalších částí projektu dle Ørsted.

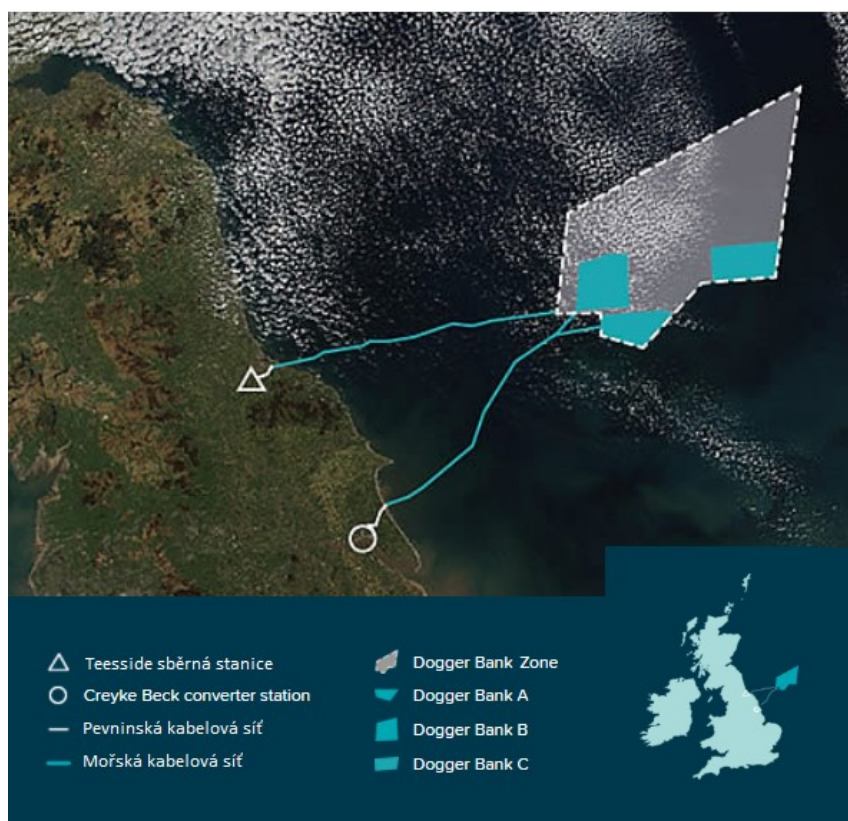
DOGGER BANK WIND FARM

Společnost SSE (2021) uvádí, že provádí výstavbu budoucí největší mořské elektrárny Dogger Bank Wind Farm. Měla by dosahovat výkonu až 3,6 GW a bude konstruována ve třech fázích po 1,2GW. Každá část by měla mít 200 turbín. Předpokládané dokončení je v roce 2026. Farma by měla být schopna pohánět až 6 milionů britských domácností. SSE Renewable vede výstavbu všech tří fází Dogger Bank Wind Farm.

Dogger Bank bude používat nejvýkonnější mořskou větrnou turbínu Haliade – X, o které se zmiňuji v kapitole 4.2. Bude to první *offshore* farma, kde se tato turbína nainstaluje. Konstrukce začala v roce 2020 a v současné době probíhá výstavba části Dogger Bank A a Dogger Bank B. První dávka elektřiny se očekává roku 2023 pro část A v roce 2024 pro část B. Začátek výstavby části C by měl začít v 2025 (SSE, 2021).

Dogger Bank Wind Farm (2021). popisují lokaci budoucí *offshore* farmy. Dogger bank je izolovaný písčité břeh v Severním moři, který zasahuje do britských, dánských, nizozemských a německých vod. Jak hladina moře stoupala po posledním zalednění (doba ledová), oblast se postupně stala ostrovem a před 8 000 až 5 500 lety byla zcela pokryta vodou. Dogger Bank, se nachází v rozmezí 125–290 km od východního pobřeží Yorkshire. Pokrývá plochu 8660 km² a hloubky se pohybují od 18 do 63 metrů.

Dogger Bank A a B se nachází 131 kilometrů od pobřeží v nejbližším místě. Území projektu A pokrývá plochu okolo 515 km² a projekt B největší plochu 599 km². Dogger Bank C je vzdálený 196 kilometrů od pobřeží a jeho plocha je 560 km² (Dogger Bank Wind Farm 2021). Mapový plán budoucí největší *offshore* farmy na světě je na Obr. 30.



Obr. 30: Mapový plán budoucí největší offshore farmy na světě podle Dogger Bank Wind Farm.

SEA MADE (Seastar & Mermaid)

Sea made je největší mořská větrná farma v Belgickém Severním moři. Skládá se ze dvou částí, zóna Seastar a zóna Mermaid, které zahrnují 58 větrných turbín o výkonu 8,4 MW od výrobce Siemens. Produkují obnovitelnou energii od roku 2020 a výkon celé farmy je 487 MW. Hloubka vody v Seastar se pohybuje od 22–38 m a v Mermaid 24,4 – 39,5 m. Vzdálenost od pobřeží zóny Seastar je 40 km a Mermaid 54 km. Obě části dohromady pokrývají plochu přes 36 m² (BOP, 2021). Turbíny užívají *monopile* konstrukce a vlastníky jsou Otary (70 %), Ocean Winds (17,5 %) a Eneco (12,5 %) (Ramírez et al., 2020). Na Obr. 31 je zobrazena konstrukce větrné turbíny Seamade v Belgii.

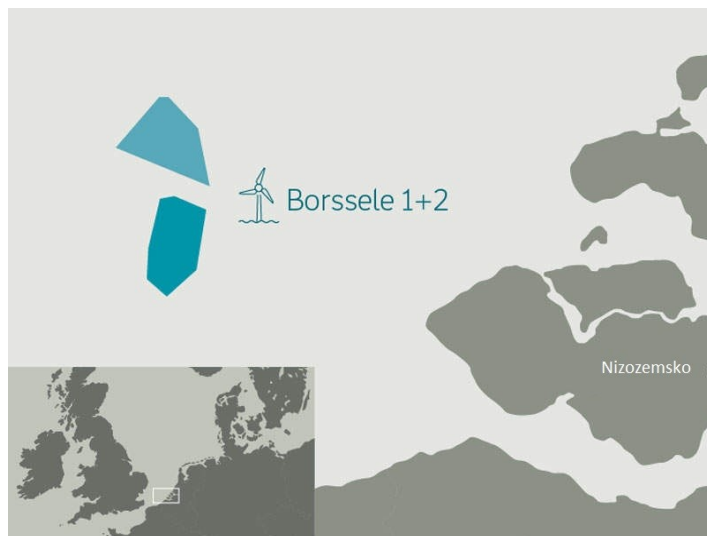


Obr. 31: Největší belgická mořská větrná farma Seamade dle BOP.

BORSSELE 1&2

Jsou největší nizozemské větrné farmy s výkonem 752 MW a druhá největší farma jako celek na světě. Jedná se o dvě farmy, které se skládají z 94 turbín, které využívají základové konstrukce *monopile*. Jsou to první *offshore* farmy v Nizozemsku, které ze 100% vlastní společnost Ørsted (Ramírez et al., 2020).

Pokrývají plochu 128,3 km². Leží 22 kilometrů od pobřeží provincie Zeeland. Jejich poloha je detailně zobrazena na Obr. 32. Borssele 1&2 vešly do provozu roku 2020 a dodávají obnovitelnou energii, která odpovídá roční spotřebě jednoho milionu nizozemských domácností (Ørsted A/S, 2021). Pro lepší představu velikosti turbín a samotné farmy viz Obr. 33.



Obr. 32: Mapa nizozemské mořské větrné farmy Borssele 1&2 dle DongEnergy.



Obr. 33: Borssele 1&2, autor Courtesy DEMA.

8 DISKUSE A ZÁVĚR

Poptávka elektrické energie je stále větší a fosilní paliva čelí nevyhnutelnému vyčerpání, proto je potřeba najít jiný, více ekologický zdroj energie. *Offshore* větrné farmy jsou zdrojem čisté, obnovitelné energie, který by v budoucnosti mohl fosilní paliva nahradit. Nejdříve je potřeba celkově optimalizovat získávání energie z tohoto zdroje.

Aby bylo dosaženo správného navrhnutí větrného projektu, je potřeba nejdříve provést detailní průzkum mořského dna. Ten pomůže minimalizovat rizika geohazardů a poskytne cenné informace, na základě kterých se zvolí nejvýhodnější základová konstrukce pro větrnou turbínu. Podloží v mořských podmínkách je tvořeno především jílovými a písčitými sedimenty, které jsou buď transportovány z pevniny anebo jsou tvořeny z pozůstatků mořských organismů.

Oblast větrné farmy se vybírá na základě více faktorů. Mezi nejdůležitější patří mořská hloubka, vzdálenost od pobřeží a dopravních přístavů, z toho důvodu je naprostá většina větrných farem postavena na kontinentálním šelfu. Je také důležité rozložit turbíny v síti tak, aby si nestínily a nesnižoval se tím generovaný výkon.

Mořská větrná turbína se skládá ze dvou hlavních částí, podpůrné a základové konstrukce. Základové konstrukce *offshore* větrných turbín jsou spojením mezi přírodním prostředím a lidskou technologií. Jsou rozděleny na základy fixované přímo k mořskému dnu a plovoucí konstrukce. Mezi nejpoužívanější patří: gravitační konstrukce, *monopile* konstrukce, *tripod*, *jacket*, sací kesony a plovoucí konstrukce, které se používají k instalaci větrných turbín v hlubokých vodách a jsou přidělány k mořskému dnu pomocí kotvícího systému. *Monopile* je naprosto dominantním základem především díky snadné výrobě, nízkým nákladům a jednoduché přepravě a instalaci. K popsání chování navrhované *monopile* konstrukce se používají různé metody. Nejpoužívanější je p-y metoda a mezi nejsložitější patří 3D metoda konečných prvků, také se používají experimentální metody pro předpověď cyklického namáhání.

Větrné turbíny jsou vystaveny nepříznivému mořskému prostředí, které na turbínu působí zatěžujícími účinky. Ty se dělí na trvalé, proměnlivé a přírodní. Namáhání turbíny větrem a vlnami má cyklický charakter, větrná turbína může být vystavena až 10^7 cyklů, toto zatížení má na konstrukci negativní vliv. Dále se při zakládání na moři musí počítat s intenzivním zatížením během bouří a základová konstrukce by jim měla být schopná odolat.

Současné zastoupení mořských větrných farem se v aktuální době nachází především v Evropě, částečně v Asii a USA, ačkoliv celosvětový zájem *offshore* větrné energie exponenciálně roste. Zároveň se Evropská unie zavázala ke klimatické neutralitě do roku 2050, tento závazek zahrnuje získávání obnovitelné energie na moři. Také velikost a výkon mořských větrných turbín a farem se poslední roky neustále zvětšuje. Nynější nejvýkonnější turbíny dosahují neuvěřitelných rozměrů a jedna rotace této turbíny by mohla zásobovat průměrnou domácnost ve Velké Británii na dva dny. Největším tahounem mořské větrné energie je Velká Británie, která v současné době disponuje největší *offshore* větrnou farmou

na světě. Většina těchto významných projektů v Evropě používá zakládání typ konstrukce *monopile*. Nové projekty a také další rozšíření větrných farem jsou v současné době ve výstavbě nebo v projektové fázi.

Z dosavadního vývoje a výhledů do budoucna vyplývá pokračování významného rozvoje v získávání obnovitelné větrné energie na moři. Aby byl offshore větrný průmysl konkurenceschopný s fosilními palivy, je zásadní, aby byly náklady pro budoucí projekty výrazně sníženy. Toho je možné dosáhnout zavedením nových technologií spolu s optimalizací stávajících technologií a navrhovacími metodami. Hlavní oblastí, kde je potřeba snížit náklady, je základová konstrukce. Možný lepší návrh, levnější výroba a rychlejší instalace by celkové náklady výrazně snížily.

9 POUŽITÁ LITERATURA

ACHMUS, M., C.T. AKDAG a K. THIEKEN. Load-bearing behavior of suction bucket foundations in sand. *Applied Ocean Research*, 2013, 43, 157-165 ISSN 01411187. DOI: 10.1016/j.apor.2013.09.001

ANDERSEN, Knut H. Bearing capacity under cyclic loading—*offshore*, along the coast, and on land. The 21st Bjerrum Lecture presented in Oslo, *Canadian Geotechnical Journal*, 2009, 46.5: 513-535.

ANDERSEN, Knut H., et al. Deep water geotechnical engineering. In: *Proc. 24th Nat. Conf. of Mexican Soc. of Soil Mechanics*. 2008. p. 1-57.

API. 2010, American Petroleum Institute, Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design, API Recommended Practice 2A-WSD (RP2A-WSD), (21st Edition), API Publishing Services, Washington D. C

API. 2014. API RP 2A-WSD: Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design. 22nd ed. American Petroleum Institute.

ARSHAD, Muhammad a Brendan C. O'KELLY. Offshore wind-turbine structures: a review. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy*, 2013, 166, 139-152 ISSN 1751-4223. DOI:10.1680/ener.12.00019

BARARI, A. a L.B. IBSEN. Undrained response of bucket foundations to moment loading. *Applied Ocean Research*, 2012, 36, 12-21 ISSN 01411187. DOI:10.1016/j.apor.2012.01.003

BAYTON, S. M.; BLACK, J. A.; KLINKVORT, R. T. Centrifuge modelling of long term cyclic lateral loading on *monopiles*. In: *Physical modelling in geotechnics*. CRC Press, 2018. p. 689-694, ISBN 978-1-138-34419-8

BOP [online] (2021): Seamade, Belgian offshore platform [cit. 2021-08-04]
Dostupné z: <https://www.belgianoffshoreplatform.be/en/projects/seamade/>

BUTTERFIELD, Sandy, et al. Engineering challenges for floating *offshore* wind turbines. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2007.

CASTRO-SANTOS, Laura; DIAZ-CASAS, Vicente (ed.). *Floating offshore wind farms*. Springer, 2016.

CONTI, John, et al. International energy outlook 2016 with projections to 2040. USDOE Energy Information Administration (EIA), Washington, DC (United States). Office of Energy Analysis, 2016. Anon, International energy outlook 2016, [cit. 2021-08-23]. Dostupné z: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)

COX, William R.; REESE, Lyman C.; GRUBBS, Berry R. Field testing of laterally loaded piles in sand. In: *Offshore Technology Conference*. OnePetro, 1974.

CUÉLLAR, Pablo. Pile foundations for *offshore* wind turbines: numerical and experimental investigations on the behaviour under short-term and long-term cyclic loading. 2011. DOI:10.14279/depositonce-2760

DAMGAARD, M., M. BAYAT, L.V. ANDERSEN a L.B. IBSEN. Assessment of the dynamic behaviour of saturated soil subjected to cyclic loading from offshore monopile wind turbine foundations. Computers and Geotechnics 2014, 61, 116-126 ISSN 0266352X. DOI:10.1016/j.compgeo.2014.05.008

DAVID, White a Cassidy MARK. Offshore Geotechnical Engineering, CRC Press, 2017 ISBN 9781315272474. DOI:10.1201/9781315272474

DE VRIES, WE, van der Tempel, J, Carstens, H, Argyriadis, K, Passon, P, Camp, T & Cutts, R 2007, Assessment of bottom-mounted support structure types with conventional design stiffness and installation techniques for typical deep water sites. Delft University of Technology, Delft.

DIAZ, Brian D., Marcus RASULO, Charles P. AUBENY, Casey M. FONTANA, Sanjay R. ARWADE, Don J. DEGROOT a Melissa LANDON. Multiline anchors for floating offshore wind towers. In: OCEANS 2016 MTS/IEEE Monterey, IEEE, 2016, 2016, s. 1-9 ISBN 978-1-5090-1537-5. DOI: 10.1109/OCEANS.2016.7761374

DÍAZ, H. a C. GUEDES SOARES. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. Ocean Engineering, 2020, 209 ISSN 00298018. DOI:10.1016/j.oceaneng.2020.107381

DNV. 2013, Det Norske Veritas, Design of Offshore Wind Turbine Structures, Offshore Standard DNV-OS-J101.

DNV-GL-AS. 2016. DNVGL-ST-0126: Support Structures for Wind Turbines. Det Norske Veritas group.

Dogger Bank Wind Farm [online] (2021): About project, [cit. 2021-08-04]
Dostupné z : <https://doggerbank.com/about/>

DOHERTY, Paul a Kenneth GAVIN. Laterally loaded monopile design for offshore wind farms. Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy, 2012, 165, 7-17 ISSN 1751-4223. DOI:10.1680/ener.11.00003

DONG, Wenbin, Torgeir MOAN a Zhen GAO. Fatigue reliability analysis of the jacket support structure for offshore wind turbine considering the effect of corrosion and inspection. Reliability Engineering & System Safety, 2012, 106, 11-27 ISSN 09518320. DOI: 10.1016/j.res.2012.06.011

DUQUE, J., et al. On the behavior of monopiles subjected to multiple episodes of cyclic loading and reconsolidation in cohesive soils. Computers and Geotechnics, 2021, 134: 104049.

DYSON, G.J. and RANDOLPH, M.F. (2001), "Monotonic lateral loading of piles in calcareous sand", J. Geotech. Geoenviron. Eng., ASCE, 127(4), 346-352. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)1090-0241\(2001\)127:4\(346\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)1090-0241(2001)127:4(346))

ESTEBAN, M.D., B. COUÑAGO, J.S. LÓPEZ-GUTIÉRREZ, V. NEGRO a F. VELLISCO. Gravity based support structures for offshore wind turbine generators: Review of the installation process. *Ocean Engineering*, 2015, 110, 281-291 ISSN 00298018. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2015.10.033

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, et al. Wind in our Sails-The coming of Europe's *offshore* wind energy industry. EWEA, 2011.

FUENTES, W.; GIL, M.; RIVILLAS, G. A p-y Model for Large Diameter *Monopiles* in Sands Subjected to Lateral Loading under Static and Long-Term Cyclic Conditions. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2021, 147.2: 04020164.

GE RENEWABLE ENERGY [online] (2021): HALIADE X *OFFSHORE* TURBINE, [cit. 2021-03-27], Dostupné z: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>

CHOO, Yun Wook; KIM, Dongwook. Experimental development of the p-y relationship for large-diameter *offshore monopiles* in sands: Centrifuge tests. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2016, 142.1: 04015058.

GIL RUEDA, Melany. Contributions in the modelling and design of monopile foundations for Offshore Wind Turbines in sands using Finite Element Modelling. Barranquilla, Colombia, 2020. Thesis. Universidad del Norte

GOH, A.T.C., Teh, C.I. and Wong, K.S. (1997), "Analysis of piles subjected to embankment induced lateral soil movements", *J. Geotech. Geoenviron. Eng.*, ASCE, 123(9), 792-801. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)1090-0241\(1997\)123:9\(792\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)1090-0241(1997)123:9(792))

GRIMSTAD, Gustav; ANDRESEN, Lars; JOSTAD, Hans P. NGI-ADP: Anisotropic shear strength model for clay. *International journal for numerical and analytical methods in geomechanics*, 2012, 36.4: 483-497.

HALDAR, S. and BABU, G.S. (2009), "Design of laterally loaded piles in clays based on cone penetration test data: a reliability-based approach", *Geotechnique*, 59(7), 593-607. <https://doi.org/10.1680/geot.8.066.3685>

IEA [online] (2019): World Energy Outlook 2019, International Energy Agency, [cit. 2021-08-23], Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

JUNG, Sungmoon, Sung-Ryul KIM, Atul PATIL a Le Chi HUNG. Effect of monopile foundation modeling on the structural response of a 5-MW offshore wind turbine tower. *Ocean Engineering*, 2015, 109, 479-488 ISSN 00298018. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2015.09.033.

KAISER, M.J. and B. SNYDER 2011. Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf. U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, Herndon, VA. TA&R study 648. 340 pp.

KALDELLIS, J.K., D. APOSTOLOU, M. KAPSALI a E. KONDILI. Environmental and social footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart. Renewable Energy. 2016, 92, 543-556. ISSN 09601481. DOI:10.1016/j.renene.2016.02.018

KALLEHAVE, Dan, Byron W. BYRNE, Christian LEBLANC THILSTED a Kristian Kousgaard MIKKELSEN. Optimization of monopiles for offshore wind turbines. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 2015, 373(2015). ISSN 1364-503X. DOI:10.1098/rsta.2014.0100

KAYNIA, Amir M. (ed.). Analysis of Pile Foundations Subject to Static and Dynamic Loading. CRC Press, 2021.

KIM, B.T., Kim, N.K., Lee, W.J. and Kim, Y.S. (2004), "Experimental load-transfer curves of laterally loaded piles in nak-dong river sand", J. Geotech. Geoenviron. Eng., ASCE, 130(4), 416-425. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)1090-0241\(2004\)130:4\(416\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)1090-0241(2004)130:4(416))

KIM, Garam, Doohyun KYUNG, Donggyu PARK a Junhwan LEE. CPT-based p-y analysis for mono-piles in sands under static and cyclic loading conditions. Geomechanics and Engineering, 2015, 9, 313-328 ISSN 2005-307X. DOI: 10.12989/gae.2015.9.3.313

KIM, Taeyun, Jeong-Il PARK a Junho MAENG. Offshore wind farm site selection study around Jeju Island, South Korea. Renewable Energy, 2016, 94, 619-628 ISSN 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2016.03.083

KOPP, Duncan Rath. Foundations for an *offshore* wind turbine. 2010. PhD Thesis. Massachusetts Institute of Technology.

LAI, Yongqing, Lizhong WANG, Yi HONG a Ben HE. Centrifuge modeling of the cyclic lateral behavior of large-diameter monopiles in soft clay: Effects of episodic cycling and reconsolidation. Ocean Engineering, 2020, 200 ISSN 00298018. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2020.107048

LEE, J., Eun, J., LEE, K., PARK, Y. and KIM, M. (2008), "In-situ evaluation of strength and dilatancy of sands based on CPT results", Soil Found., 48, 255-266. <https://doi.org/10.3208/sandf.48.255>

LEE, J., Kim, M. and Kyung, D. (2010), "Estimation of lateral load capacity of rigid short piles in sands using CPT results", J. Geotech. Geoenviron. Eng., ASCE, 136(1), 48-56. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)GT.1943-5606.0000199](https://doi.org/10.1061/(ASCE)GT.1943-5606.0000199)

LI, Jiale, Xuefei WANG a Yougang TANG. Modeling and hydrodynamic analysis of a tension leg platform floating support structure for offshore wind turbine. In: 50th AIAA/ASME/SAE/ASEE Joint Propulsion Conference, Reston, Virginia: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2014, 2014-07-28, s. - ISBN 978-1-62410-303-2. DOI: 10.2514/6.2014-3414

LI, Weichao, Bitang ZHU a Min YANG. Static Response of Monopile to Lateral Load in Overconsolidated Dense Sand. Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering, 2017, 143 ISSN 1090-0241. DOI: 10.1061/(ASCE)GT.1943-5606.0001698

LI, Z.; HAIGH, S. K.; BOLTON, M. D. Centrifuge modelling of mono-pile under cyclic lateral loads ed. Physical Modelling in Geotechnics, Two Volume Set, CRC Press, 2010, 2010-6-17, s. 989-994, ISBN 9780429088094. DOI: 10.1201/b10554-163

LIINGAARD, Morten. Dynamic Behaviour of Suction Caissons. DCE Thesis, no. 3, Department of Civil Engineering, Aalborg University, Aalborg. 2006.

LUNNE, T. The CPT in offshore soil investigations-a historic perspective. *Proc. CPT*, 2010, 10: 71-113.

LUNNE, T. 2001. In situ testing in offshore geotechnical investigation. *Proc. Int. Conf. on In Situ Measurement of Soil Properties and Case Histories*, Bali, Indonesia, pp. 61-81

MALHOTRA, Sanjeev (2011). Selection, Design and Construction of Offshore Wind Turbine Foundations, Wind Turbines, Dr. Ibrahim Al-Bahadly (Ed.), ISBN: 978-953-307-221-0, InTech

MALHOTRA, Sanjeev. Design and Construction Considerations for Offshore Wind Turbine Foundations. In: Volume 5: Ocean Space Utilization; Polar and Arctic Sciences and Technology; The Robert Dean Symposium on Coastal and Ocean Engineering; Special Symposium on Offshore Renewable Energy. ASMEDC, 2007, 2007-01-01, s. 635-647 ISBN 0-7918-4271-1. DOI: 10.1115/OMAE2007-29761

MONRIGAL, Olivier, Ivan DE JONG a Henrique DUARTE. An ultra-high-resolution 3D marine seismic system for detailed site investigation. *Near Surface Geophysics*, 2017, 15, 335-345 ISSN 15694445. DOI: 10.3997/1873-0604.2017025

NGI [online] (2013): Offshore wind turbine foundations, Norwegian Geotechnical Institute (NGI)
[cit. 2021-08-23] , Dostupné z: <https://www.ngi.no/download/file/4015>

OCHMAŃSKI, M., D. MAŠÍN, J. DUQUE, H. YI a W. LIZHONG. Performance of tripod suction bucket foundations for offshore wind turbines: a numerical study. *Géotechnique Letters*, 2021, 11, 1-24 ISSN 2045-2543. DOI: 10.1680/jgele.20.00126

O'KELLY, B.C. a M. ARSHAD. Offshore wind turbine foundations – analysis and design. *Offshore Wind Farms*, Elsevier, 2016, s. 589-610 ISBN 9780081007792. DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00020-9

Ørsted [online] (2021): Our UK Offshore Wind Farms - Where Are They? | Ørsted UK [cit. 2021-08-04] Dostupné z: <https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/our-wind-farms>

Ørsted A/S [online] (2021): Our offshore wind farms, Dutch wind farms, Borssele 1&2, , [cit. 2021-08-04] Dostupné z: <https://orsted.com/en/our-business/offshore-wind/our-offshore-wind-farms>

PÉREZ-COLLAZO, Carlos; GREAVES, D.; IGLESIAS, G. A review of combined wave and *offshore* wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 42: 141-153.

PETRAKOPOULOU, Fontina. On the economics of stand-alone renewable hybrid power plants in remote regions. *Energy Conversion and Management*, 2016, 118, 63-74 ISSN 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.03.070

RAMÍREZ, L.; FRAILE, D.; BRINDLEY [online] (2021): Offshore wind in Europe: Key trends and statistics 2020. *Wind Europe*: Brussels. 38 pp. [cit. 2021-06-19].
Dostupné z: <https://skb.se/upload/publications/pdf/TR-10-47.pdf>

RANDOLPH, Mark F., et al. Recent advances in *offshore* geotechnics for deep water oil and gas developments. *Ocean Engineering*, 2011, 38.7: 818-834.

RANDOLPH, Mark; GOURVENEC, Susan. *Offshore geotechnical engineering*. CRC press, 2017.

RIX, G.J. and STOKOE, K.H. (1991), "Correlation of initial tangent modulus and cone penetration resistance", *Proceedings of the 1st International Symposium on Calibration Chamber Testing*, Potsdam, NY, USA, June, pp. 351-362.

Roberts, D., 2018. These huge new wind turbines are a marvel. they're also the future. *Vox*, [cit. 2021-08-04]. Dostupné na: <https://www.vox.com/energy-and-environment/2018/3/8/17084158/wind-turbine-power-energy-blades>

ROBERTSON, P.K. and CAMPANELLA, R.G. (1983), "Interpretation of cone penetration tests I: sand", *Can. Geotech. J.*, 109(11), 1449-1459

SNYDER, Brian a Mark J. KAISER. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renewable Energy*, 2009, 34, 1567-1578 ISSN 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2008.11.015

SSE [online] (2021): DOGGER BANK WIND FARM BUILDING THE WORLD'S LARGEST *OFFSHORE* WIND FARM, [cit. 2021-08-04] Dostupné z: <https://www.sserenewables.com/offshore-wind/projects/dogger-bank/>

STURM, H., et al. An introduction to the NGI cyclic accumulation approach in the foundation design of OWTs. In: *12th Baltic Sea Geotechnical Conference*, Rostock, Germany. 2012.

SURYASENTANA, S. K. a B. M. LEHANE. Updated CPT-based $p - y$ formulation for laterally loaded piles in cohesionless soil under static loading. *Géotechnique*, 2016, 66, 445-453 ISSN 0016-8505. DOI: 10.1680/jgeot.14.P.156

SURYASENTANA, S. K. & LEHANE, B. M. (2014). Numerical derivation of CPT-based $p-y$ curves for piles in sand. *Géotechnique* 64, No. 3, 186–194, <http://dx.doi.org/10.1680/geot.13.P.026>.

TONG, Wei. *Wind power generation and wind turbine design*. WIT press, 2010.

The Scottish Government (2010) *Environmental Report Strategic Environmental Assessment(SEA) of Draft Plan for Offshore Wind Energy in Scottish Territorial Waters*, 1

VAN DER TEMPEL, Jan. Design of support structures for *offshore* wind turbines. 2006. ISBN 90-76468-11-7, Offshore Engineering, report 2006.OE.009, DUWIND

VANNESTE, Maarten, Nabil SULTAN, Sebastian GARZIGLIA, Carl Fredrik FORSBERG a Jean-Sebastien L'HEUREUX. Seafloor instabilities and sediment deformation processes: The need for integrated, multi-disciplinary investigations. *Marine Geology*, 2014, 352, 183-214. ISSN 00253227. DOI:10.1016/j.margeo.2014.01.005

WANG, Xuefei, Xiangwu ZENG, Jiale LI, Xu YANG a Haijun WANG. A review on recent advancements of substructures for offshore wind turbines. *Energy Conversion and Management*. 2018, 158, 103-119. ISSN 01968904. DOI:10.1016/j.enconman.2017.12.061

Wind Power Offshore [online] (2013) In depth: cost imperative drives monopiles to new Depths, [cit. 2021-08-04], Dostupné z :<http://www.windpoweroffshore.com/article/1210058/depth-cost-imperativedrives->

WU, Xiaoni, Yu HU, Ye LI, et al. Foundations of offshore wind turbines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 104, 379-393 ISSN 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.012

ZHANG, Youhu; ANDERSEN, Knut H. Soil reaction curves for monopiles in clay. *Marine Structures*, 2019, 65: 94-113.

ZHIXIN, Wang, Jiang CHUANWEN, Ai QIAN a Wang CHENGMIN. The key technology of offshore wind farm and its new development in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009, 216-222. ISSN 13640321. DOI:10.1016/j.rser.2007.07.004

ZHOU, Yan-Guo, Zheng-Bo SUN a Yun-Min CHEN. Zhejiang University benchmark centrifuge test for LEAP-GWU-2015 and liquefaction responses of a sloping ground. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. 2018, 113, 698-713. ISSN 02677261. DOI:10.1016/j.soildyn.2017.03.010

Zuidberg, H.M., Richards, A.F. & Geise, J.M. 1986. Soil exploration offshore. *Proc. 4th International Geotechnical Seminar on Field Instrumentation and In Situ Measurements*, Nanyang Technical Institute, Singapore, pp.3-11

| | |
|--|----|
| Obr. 1: Zastoupení větrných farem v Evropě v závislosti se vzdáleností od pobřeží a hloubky vody dle Ramíreze et al. (2020). | 5 |
| Obr. 2: Trend ve výkonu offshore elektráren v Evropě dle Ramíreze et al. (2020). | 6 |
| Obr. 3: Komponenty Větrné turbíny dle Arshad and O’Kelly (2013). | 8 |
| Obr. 4: Detail základové konstrukce a komponent s ní spjatý podle Arshad and O’Kelly (2013). | 8 |
| Obr. 5: Roční průměrný výkon instalovaných mořských větrných turbín dle Ramíreze et al. (2020). | 9 |
| Obr. 6: Technické parametry Haliade – X dle GE Renewable energy (2021). | 9 |
| Obr. 7: Haliade – X prototyp, autor GE Renewable energy (2021). | 10 |
| Obr. 8: Zastoupení jednotlivých typů větrných turbín v Evropě dle Ramíreze et al. (2020). | 12 |
| Obr. 9: Typy základů pro větrné turbíny podle Arshada and O’Kelly (2013). | 12 |
| Obr. 10: Gravitační konstrukce (Liingaard, 2006). | 13 |
| Obr. 11: Tripod konstrukce podle Liingaard (2006). | 14 |
| Obr. 12: Jacket konstrukce (Dong, 2012). | 15 |
| Obr. 13: Základová konstrukce využívající sacího kesonu (Liingaard, 2006). | 16 |
| Obr. 14: Typy základových konstrukcí podle Castra-Santose a Diaz-Casasové (2016). | 17 |
| Obr. 15: Typy kotvicích prvků podle Castra-Santose a Diaz-Casasové (2016). | 18 |
| Obr. 16: Základová konstrukce monopile (Liingaard, 2006). | 20 |
| Obr. 17: P-Y model pro boční zatížení podle dle Doherty Paul and Gavin Kenneth (2011). | 21 |
| Obr. 18: Trojrozměrný obrysový diagram NGI metody (Bayton et al., 2018). | 22 |
| Obr. 19: Typická FE (Finite Element) mřížka pro soil-pile (pilota – zemina), (Jung et al., 2015). | 23 |
| Obr. 20: Centrifuga na univerzitě Zhejiang v Číně (Zhou et al. 2018). | 24 |
| Obr. 21: Jevy způsobující namáhání turbíny dle Arshada and O’Kelly (2013). | 26 |
| Obr. 22: Schéma cyklického zatížení podle Cuéllara (2011). | 27 |
| Obr. 23: Obrysový diagram dle NGI (2013). | 28 |
| Obr. 24: Rozsah frekvencí pro moderní offshore třílistou větrnou turbínu podle Kaynia (2021). | 29 |
| Obr. 25: Zastoupení energetického výkonu a větrných turbín ve světě (Díaz a Soares, 2020). | 30 |
| Obr. 26: Globální zastoupení mořských větrných farem dle zemí podle (Díaz a Soares, 2020). | 30 |
| Obr. 27: Procentuální zastoupení offshore výkonu v Evropě dle Ramíreze et al. (2020). | 31 |
| Obr. 28: Výhled evropské offshore energie do roku 2030 dle Ramíreze et al. (2020). | 32 |
| Obr. 29: Mapa offshore farmy Hornsea 1 a dalších částí projektu dle Ørsted. | 33 |
| Obr. 30: Mapový plán budoucí největší offshore farmy na světě podle Dogger Bank Wind Farm. | 34 |
| Obr. 31: Největší belgická mořská větrná farma Seamade dle BOP. | 35 |
| Obr. 32: Mapa nizozemské mořské větrné farmy Borssele 1&2 dle DongEnergy. | 36 |
| Obr. 33: Borssele 1&2, autor Courtesy DEME. | 36 |